

**НАУКА. ТЕХНИКА.
ТЕХНОЛОГИИ**
(политехнический вестник)

**SCIENCE. ENGINEERING.
TECHNOLOGY**
(polytechnical bulletin)

№ 4

2020

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2020, № 4

**(печатная версия научного
мультидисциплинарного журнала
«Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)»**

www.id-yug.com

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.

Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.

Лицензионный договор Научная Электронная Библиотека (НЭБ)
(Российский индекс научного цитирования)
№ 446-07/2013 от 30 июля 2013 г.

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2020, № 4

**(printing version of the scientific multidisciplinary magazine
«Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)»**

www.id-yug.com

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

License contract Scientific Electronic Library (SEL)
(Russian index of scientific citing)
№ 446-07/2013 of July 30, 2013.

БЕРЕЖНОЙ Сергей Борисович,

академик Инженерной академии РФ, доктор технических наук, профессор, Почетный работник высшего образования РФ, Заслуженный машиностроитель Кубани, Заслуженный деятель науки Республики Адыгея, заместитель председателя методической комиссии Министерства образования и науки РФ по деталям машин, основам конструирования, технической и прикладной механике, член учебно-методического объединения по подъемно-транспортным машинам и оборудованию в Московском государственном техническом университете им. Н.Э. Баумана, член экспертно-консультативного совета по вопросам промышленности, строительства и жилищно-коммунального хозяйства, председатель комиссии по промышленности Законодательного Собрания Краснодарского края, действительный член Российской Академии продовольственной безопасности, главный редактор журнала «Наука. Техника. Технологии» (политехнический вестник), член ООО «Союз машиностроителей России».

BEREZHNOY Sergey Borisovich,

The academician of Engineering academy of the Russian Federation, the Doctor of Engineering, professor, the Honorary worker of the higher education of the Russian Federation, the Honored mechanician of Kuban, the Honored worker of science of the Republic of Adygea, the vice-chairman of the methodical commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on details of machines, to constructioning bases, technical and application-oriented mechanics, the member uchebno-methodical combining on podjemno-transport vehicles and the equipment in Bauman Moscow State Technical University, the member of the expert advisory board concerning the industry, construction and housing and communal services farms, the chairman of the commission on the industry of Legislative Assembly of Krasnodar Krai, the full member of the Russian Academy of food security, the editor-in-chief of log Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), member of LLC Russian Engineering Union.

ЗАМЕСТИТЕЛИ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ----- DEPUTY CHIEF EDITORS:

КАСЬЯНОВ Геннадий Иванович,

Заслуженный деятель науки РФ, заслуженный изобретатель РФ, заслуженный деятель науки Кубани, академик Российской инженерной академии, академик Российской академии продовольственной безопасности, профессор кафедры технологии продуктов питания животного происхождения (КубГТУ).

KASYANOV Gennady Ivanovich,

Honored worker of science of the Russian Federation, honored inventor of the Russian Federation, honored worker of science of Kuban, academician of the Russian engineering academy, academician of the Russian academy of food security, professor of chair of technology of food of an animal origin (KubSTU).

ФОМЕНКО Олег Яковлевич,

кандидат технических наук, доцент,
директор ООО «Издательский Дом – Юг».

FOMENKO Oleg Yakovlevich,

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,
Director of JSC «Publishing House – South».

АНТОНИАДИ Дмитрий Георгиевич,

действительный член Российской академии естественных наук, доктор технических наук, профессор, директор института нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), заведующий кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна КубГТУ.

ANTONIADI Dmitry Georgiyevich,

Full member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Engineering, Professor, Director of institute of oil, gas and power of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Head of the department of oil and gas business of a name professor G.T. Vartumyan (KubSTU).

АТРОЩЕНКО Валерий Александрович,

член-корреспондент Российской академии естествознания, доктор технических наук, профессор, декан факультета компьютерных технологий и автоматизированных систем, заведующий кафедрой информатики и вычислительных систем ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

ATROSHCHENKO Valery Aleksandrovich,

Corresponding member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Engineering, Professor, Dean of faculty of computer technologies and the automated systems, Head of the department of informatics and computing systems of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

БАБУШКИН Виктор Михайлович,

член-корреспондент академии аграрного образования, член-корреспондент Международной академии аграрного образования, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, профессор кафедры кадастра и мониторинга земель ФГБОУ ВО «Новочеркасская государственная мелиоративная академия» (НГМА).

BABUSHKIN Victor Mikhaylovich,

Corresponding member of academy of agrarian education, Corresponding member of the International academy of agrarian education, Doctor of Agricultural Sciences, Professor, Professor of chair of the inventory and monitoring of lands of federal public budgetary educational institution of higher education «Novocherkassk state meliorative academy» (NSMA).

БЛЕДНОВА Жесфина Михайловна,

Федеральный эксперт научно технической сферы, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой динамики и прочности машин ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

BLEDNOVA Zhesfina Mikhaelovna,

Federal expert of scientifically technical sphere, Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of dynamics and durability of cars of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ГЛАДИЛИН Александр Васильевич,

член-корреспондент Российской академии естественных наук, доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры экономики и технологии управления Института экономики и управления ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет» (СКФУ).

GLADILIN Alexander Vasilyevich,

Corresponding member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Economics, Professor, Professor of department of economy and technology of management of Institute of economy and management of federal public autonomous educational institution of higher education «North Caucasian federal university» (NCFU).

ДОМБРОВСКИЙ Александр Николаевич,

академик Российской академии транспорта, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры организации перевозок и дорожного движения ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), вице-президент банка «Акрополь».

DOMBROVSKY Alexander Nikolaevich,

Academician of the Russian academy of transport, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of chair of the organization of transportations and traffic of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Vice-president of Akropol bank.

КАЗЕЕВ Камил Шагидуллович,

кандидат биологических наук, доктор географических наук, профессор, профессор кафедры экологии и природопользования факультета биологических наук ФГАОУ ВО «Южный федеральный университет» (ЮФУ).

KAZEEV Kamil Shagidulovich,

Candidate of Biology, Doctor of geographical sciences, Professor, Professor of department of ecology and environmental management of faculty of biological sciences of federal public autonomous educational institution of higher education «Southern federal university» (SFU).

КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,

кандидат географических наук, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, заведующий кафедрой экологии и природопользования факультета биологических наук ФГАОУ ВО «Южный федеральный университет» (ЮФУ).

KOLESNIKOV Sergey Ilyich,

Candidate of geographical sciences, Doctor of agricultural sciences, Professor, Head of the department of ecology and environmental management of faculty of biological sciences of federal public autonomous educational institution of higher education «Southern federal university» (SFU).

КОРЕНА Елена Павловна,

член-корреспондент Международной академии высшей школы, доктор технических наук, профессор, заместитель директора по научной и инновационной деятельности государственного научного учреждения «Краснодарский научно-исследовательский институт хранения и переработки сельскохозяйственной продукции Российской академии сельскохозяйственных наук» (ГНУ КНИИХП Россельхозакадемии).

KORNENA Elena Pavlovna,

Corresponding member of the International academy of the higher school, Doctor of Engineering, Professor, Deputy director for scientific and innovative activity of the public scientific institution «Krasnodar Research Institute of Storage and Processing of Agricultural Production of the Russian Academy of Agricultural Sciences» (PSI KRISP Rosselkhozakademii).

МОСКВИЧ Вадим Константинович,

Кандидат технических наук, профессор кафедры транспортных сооружений ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), декан факультета автомобильно-дорожных и кадастровых систем ФГБОУ ВО КубГТУ.

MOSKVICH Vadim Konstantinovich,

Candidate of Technical Sciences, Professor of chair of transport constructions of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Dean of faculty of automobile and road and cadastral systems.

ПОЛИДИ Александр Анатольевич,

член международного альянса бизнес-консультантов Восточной Европы, бизнес-тренер Академии менеджмента Нижней Саксонии, доктор экономических наук, профессор, заслуженный экономист Кубани, профессор кафедры экономики и финансового менеджмента ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

POLIDI Alexander Anatolyevich,

Member of the International Alliance of Business Consultants of Eastern Europe, Business coach of Academy of management of Lower Saxony, Doctor of Economics, Professor, Honored economist of Kuban, Professor of department of economy and financial management of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

САВЕНОК Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

SAVENOK Olga Vadimovna

Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor of department of Oil and gas business of a name of professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological university», Winner of an award of administration of Krasnodar Krai in the field of education for 2015.

СИМАНКОВ Владимир Сергеевич,

действительный член Международной академии наук прикладной радиоэлектроники, член Южной секции содействия развитию экономической науки отделения экономики РАН, доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), научный руководитель НТЦ РАН.

SIMANKOV Vladimir Sergeyevich,

Full Member of the International academy of Sciences of applied radio electronics, Member of the Southern section of assistance to development of economic science of office of economy of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Professor of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Research Supervisor of scientific and technological center of the Russian Academy of Sciences (STC RAS).

СМЕЛЯГИН Анатолий Игоревич,

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой теоретической механики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

SMELYAGIN Anatoly Igorevich,

Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of theoretical mechanics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

СТРЕЛЬНИКОВ Виктор Владимирович,

доктор биологических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной экологии ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет» (КубГАУ), координатор международной экологической программы ТЕМПУС – STREAM по теме «Совершенствование системы экологического образования с элементами ОВОС и экологического менеджмента в России».

STRELNIKOV Victor Vladimirovich,

Doctor of Biological Sciences, Professor, Head of the department of applied ecology of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state agricultural university» (KubSAU), the coordinator of the international ecological program TEMPUS – STREAM on the subject «Improvement of System of Ecological Education with the AIE Elements and Ecological Management in Russia».

ТРУФЛЯК Евгений Владимирович,

доктор технических наук, профессор кафедры процессов и машин в агробизнесе ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет» (КубГАУ), начальник управления науки и инноваций КубГАУ.

TRUFLYAK Evgeny Vladimirovich,

Doctor of Engineering, Professor of chair of processes and cars in agrobusiness of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state agricultural university» (KubSAU), Head of department of science and innovations of KubSAU.

ТУЛЕШОВ Амандык Куатович,

академик Национальной инженерной академии Республики Казахстан, академик Проектной академии «KAZGOR», член-корреспондент Академии наук высшей школы Казахстана, действительный член Международной инженерной академии, доктор технических наук, профессор, заместитель председателя комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан.

TULESHOV Amandyk Kuatovich,

Academician of National engineering academy of the Republic of Kazakhstan, Academician of Design academy «KAZGOR», Corresponding Member of Academy of Sciences of the higher school of Kazakhstan, Full Member of the International engineering academy, Doctor of Engineering, Professor, Vice-chairman of committee of science of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan.

УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,

доктор физико-математических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной математики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет» (КубГУ).

URTENOV Makhamet Ali Huseevich,

Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Head of the department of applied mathematics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state university» (KubSU).

УСАТИКОВ Сергей Васильевич,

доктор физико-математических наук, доцент, профессор кафедры общей математики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

USATIKOV Sergey Vasilyevich,

Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor, Professor of department of the general mathematics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,

кандидат технических наук, доктор педагогических наук, профессор, профессор кафедры философии ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

CHERNYKH Anatoly Iosifovich,

Candidate of Technical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences, Professor, Professor of department of philosophy of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,

академик Российской академии естественных наук, академик Академии аграрного образования, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой экономики природопользования и кадастра ФГБОУ ВО Ростовский Государственный строительный университет (РГСУ).

CHESHEV Anatoly Stepanovich,

Academician of the Russian academy of natural sciences, Academician of Academy of agrarian education, Doctor of Economics, Professor, Head of the department of economy of environmental management and inventory of federal public budgetary educational institution of higher education «Rostov state construction university» (RSCU).

ШАЗЗО Аслан Юсуфович,

действительный член Международной академии энергоинформационных наук, член-корреспондент Международной академии промышленной экологии, доктор технических наук, профессор, директор Института пищевой и перерабатывающей промышленности (ИПиПП) (КубГТУ).

SHAZZO Aslan Yusufovich,

Full Member of the International academy of power information sciences, Corresponding Member of the International academy of industrial ecology, Doctor of Engineering, Professor, Director of Institute of food and processing industry (IFPI) (KubSTU).

ШАЗЗО Рамазан Измаилович,

академик Международной академии холода, член-корреспондент Российской академии сельскохозяйственных наук, доктор технических наук, профессор.

SHAZZO Ramazan Izmailovich,

Academician of the International academy of cold, Corresponding Member of the Russian academy of agricultural sciences, Doctor of Engineering, Professor.

ШАПОШНИКОВА Татьяна Леонидовна,

кандидат физико-математических наук, доктор педагогических наук, профессор, заведующий кафедрой физики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

SHAPOSHNIKOVA Tatyana Leonidovna,

Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences, Professor, Head of the department of physics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ЯСЬЯН Юрий Павлович,

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

YASYAN Yury Pavlovich,

Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of technology of oil and gas of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Издательский Дом – Юг»

FOUNDER

JSC «Publishing House – South»

**АДРЕС РЕДАКЦИИ И
ИЗДАТЕЛЯ:**

Россия, 350072, Краснодарский край,
г. Краснодар, ул. Зиповская 9,
литер «Г», оф. 41/3

**ADDRESS OF EDITION
AND PUBLISHER:**

Russia, 350072, Krasnodar Krai,
Krasnodar, Zipovskaya St., 9,
letters «G», office 41/3

ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ

Фоменко Ирина Ивановна
Тел.: +7 (918) 41-50-571

MANAGER OF EDITION

Fomenko Irina Ivanovna
Ph.: +7 (918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com, set@id-yug.com

ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА

Фоменко Олег Яковлевич
Тел.: +7 (918) 41-50-571

DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE

Fomenko Oleg Yakovlevich
Ph.: +7 (918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com, set@id-yug.com

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ..... BRANCH SCIENTIFIC AND APPLIED RESEARCHES

Физико-математические науки Physical and mathematical sciences

Смелягин А.И.

Создание и исследование поступательной динамической модели машинреальными законами механики 23

Smelyagin A.I.

Construction and research of a rotational dynamic model of machines by real laws of mechanics

Смелягин А.И.

Построение и исследование вращательной динамической модели машин реальными законами механики 31

Smelyagin A.I.

Construction and research of a rotational dynamic model of machines by real laws of mechanics

Науки о земле Sciences about the earth

Ананченко М.А., Савенок О.В.

Анализ текущего состояния и перспективы разработки Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения 39

Ananchenko M.A., Savenok O.V.

Analysis of the current state and prospects of development of the North-Labatyuganskoy oil field

Шиян С.И., Антонов Е.Н., Шаблий И.И.

Оценка выработки остаточных запасов пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения путём бурения боковых стволов 57

Shiyan S.I., Antonov E.N., Shabliy I.I.

Evaluation of residual reserves for the AV₄₋₅ Formation of the Samotlorskoye field by drilling sidetracks

Батыров М.И.

Анализ текущего состояния разработки Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения 76

Batyrov M.I.

Analysis of the current state of development of the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field

Батыров М.И. Техника и технология проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Краснolenинского месторождения	89
Batyrov M.I. Equipment and technology for hydraulic fracturing on the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field	
Вахитов В.О., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой информации с целью проектирования разработки Северо-Кожвинского нефтяного месторождения	107
Vakhitov V.O., Savenok O.V. Analysis of geological and field information for the purpose of designing the development of the Severo-Kozhvincskoe oil field	
Гойда А.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Современное состояние и перспективы развития рынка сжиженного природного газа	124
Goyda A.N., Shiyani S.I., Shabliy I.I. Current state and development prospects of the liquefied natural gas market	
Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А. Анализ исследования кернового материала с целью определения качества вскрытия нефтенасыщенных пластов на Аганском месторождении	143
Demikhov V.I., Batyrov M.I., Merinov I.A. Analysis of core material examination to determine the quality of oil-saturated reservoirs in the Aganskoye field	
Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А. Анализ применения биополимерной системы промывочной жидкости «BioPro» на Аганском месторождении	161
Demikhov V.I., Batyrov M.I., Merinov I.A. Analysis of the application of the biopolymer system of drilling mud «BioPro» on the Aganskoye field	
Зябышев А.К., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском нефтяном месторождении	179
Zyabyshev A.K., Savenok O.V. Analysis of geological information for the design of hydrochloric acid treatment of wells on the Sredne-Makarikhinskoye oil field	
Кардашев С.А., Савенок О.В. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения	195
Kardashev S.A., Savenok O.V. Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Pechora-Kozhvincskoye oil and gas condensate field	

Касьянова И.В.
Роль нефти, как топливно-энергетического сырья,
в стратегии войны А. Гитлера против СССР 213

Kasyanova I.V.
The role of oil as a fuel and energy raw material
in the strategy of A. Hitler's war against the USSR

Шиян С.И., Ильинский К.А., Пашуренко И.О.
Переработка отходов животноводческого комплекса как решение проблемы
парникового эффекта и способ получения источника энергии 219

Shiyan S.I., Ilinskiy K.A., Pashurenko I.O.
Processing of livestock waste as a solution to the problem
of the greenhouse effect and a method for obtaining an energy source

Шиян С.И., Слепцов А.А., Суховерова П.А.
Анализ добычных возможностей и технологических режимов скважин,
оборудованных УШГН, на Сасимовском нефтяном месторождении 228

Shiyan S.I., Sleptsov A.A., Sukhoverova P.A.
Analysis of production capabilities and technological modes of wells
equipped with installation of a sucker rod pump on the Sasimovskoye oil field

Машиностроение Mechanical Engineering

Королев А.Е.
Анализ методов испытаний техники на надёжность 243

Korolev A.E.
Analysis of methods tests of technics on reliability

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Дейкин Д.И., Енина И.Д.
Легкие стальные тонкостенные конструкции 247

Deikin D.I., Enina I.D.
Lightweight steel thin-walled structures

Жаданова В.А., Леонова А.Н., Гугулян А.А.
Сейсмозащитные мероприятия при строительстве высотных зданий 250

Zhadanova V.A., Leonova A.N., Gugulyan A.A.
Seimological protection measures during the construction of high-rise buildings

Западнава Е.С., Леонова А.Н.
Анализ рациональной конструкции аутригера 254

Zapadnova E.S., Leonova A.N.
Analysis of the rational design of outrigger

Кашуба А.М.
Энергоэффективность зданий 259

Kashuba A.M.
Energy efficiency of buildings

Кишит Идар Ибрагим И. Методы усиления фундаментов	263
Kishit Edar Ibrahim Y. Methods for strengthening foundations	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Орешкина А.Д. Повышение безопасности дорожного движения в г.Краснодаре	268
Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Oreshkina A.D. Improving road safety in Krasnodar	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Котенкова И.Н. Теоретические основы обеспечения функционирования дорожно-транспортной инфраструктуры при управлении парковочным пространством в городах	275
Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Kotenkova I.N. Theoretical basis for ensuring the functioning of road transport infrastructure in the management of parking space in cities	
Костромина И.Е., Шапошникова О.О. Озеленение как инструмент экологических решений	279
Kostromina I.E., Shaposhnikova O.O. Greening as a tool for environmental solutions	
Кудрявцев В.С. Усиление строительных конструкций композитными материалами. Особенности и тенденции развития композитных материалов в производстве ремонтных работ	283
Kudryavtsev V.S. Strengthening of building constructions by the composite materials. Features and tendencies of development of composite materials in the production of repair works	
Лебедь А.А. Методы огнезащиты металлических конструкций	287
Lebed A.A. Methods for fire protection of metal structures	
Пенькова А.А. Сравнительный анализ арматуры из металла и композитного материала	292
Penkova A.A. Comparative analysis of metal and composite rebar	
Потужная И.Р., Полуриядникова И.А. BIM-технологии в проектировании и строительстве	296
Potuzhnaya I.R., Poluryadnikova I.A. BIM-technologies in design and construction	
Сурина А.Д., Леонова А.Н. Клеевые соединения металлических конструкций, современный способ повышения прочности	300
Surina A.D., Leonova A.N. Adhesive joints of metal structures, a modern way to increase strength	

Хейшхо А.Б., Пальянова А.В., Леонова А.Н.
Пути совершенствования балочных конструкций 305
Heishkho A.B., Palyanova A.V., Leonova A.N.
Ways to improve beam structures

Шешукова М.А.
Усиление сжатых железобетонных колонн обоймами
с использованием адгезионной обмазки из жидкого стекла 310
Sheshukova M.A.
Reinforcement of compressed reinforced concrete columns
with clips using adhesive coating made of liquid glass

Топливо-энергетический комплекс Fuel and energy complex

Добробаба Ю.П., Асланова Д.А., Мурлина В.А.
Ассиметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения
исполнительного органа электропривода постоянного тока
с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока
и по второй и четвертой производным скорости 315
Dobrobaba Y.P., Aslanova D.A., Murlina V.A.
Asymmetric optimum performance diagram of movement
of electric drives executive authority DC with elastic shafting
with restrictions on the maximum current value
and the second and fourth derivative of the speed

Добробаба Ю.П., Асланова Д.А., Мурлина В.А.
Ассиметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения
исполнительного органа электропривода постоянного тока
с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному току,
скорости и ее второй и четвертой производным 321
Dobrobaba Yu.P., Aslanova D.A., Murlina V.A.
Asymmetric optimal-speed diagram of the movement
of the executive body of a DC electric drive
with an elastic shaft line with restrictions on the maximum current,
speed, and its second and fourth derivatives

Добробаба Ю.П., Асланова Д.А., Мурлина В.А.
Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма
перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока
с упругим валопроводом с ограничениями по скорости
и по ее первой, второй и четвертой производным 326
Dobrobaba Yu.P., Aslanova D.A., Murlina V.A.
Symmetric optimal speed diagram of the movement
of the executive body of a DC electric drive
with an elastic shaft line with speed restrictions
and its first, second and fourth derivatives

Добробаба Ю.П., Зарудный В.Ю.
Исследование зависимостей контролируемых координат электропривода
постоянного тока с упругим валопроводом от времени при разгоне 331
Dobrobaba Yu.P., Zarudny V.Yu.
Investigation of the dependences of the controlled coordinates of a DC electric
drive with an elastic shaft line on time during acceleration

- Добробаба Ю.П., Зарудний В.Ю.**
 Исследование зависимостей контролируемых координат электропривода
 постоянного тока с упругим валопроводом от времени при торможении 352
- Dobrobaba Yu.P., Zarudny V.Yu.**
 Investigation of the dependences of the controlled coordinates of a DC electric
 drive with an elastic shaft line on time during braking
- Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Чернуха М.В.**
 Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма
 перемещения исполнительного органа электропривода
 при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока 374
- Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Chernukha M.V.**
 Diagram is close to the optimum in terms of speed
 actuator actuator movement diagram
 at voltage limits and maximum current value
- Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Чувиллин Н.А.**
 Анализ переходных характеристик систем пятого порядка
 с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем
 кратностью один характеристического уравнения 386
- Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Chuvilin N.A.**
 Analysis of transitional characteristics of the fifth order
 systems with one root multiple four and with one root
 multiple one of the characteristic equation
- Добробаба Ю.П., Чупышев М.А.**
 Синтез двухдвигательного электропривода постоянного тока
 с упругими валопроводами 393
- Dobrobaba Yu.P., Chupyshev M.A.**
 Synthesis of a two-motor DC electric drive
 with elastic shaft guides
- Добробаба Ю.П., Чупышев М.А.**
 Оптимальные по быстродействию диаграммы изменения угловой скорости
 исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода
 постоянного тока с упругими валопроводами 397
- Dobrobaba Yu.P., Chupyshev M.A.**
 Optimal speed diagrams for changing the angular velocity
 of the executive body of the mechanism of a two-motor
 DC electric drive with elastic shaft
- Коробейников Б.А., Печенкин А.Г., Печёнкин О.А., Дауров А.Х.**
 Идентификация параметров многофазного преобразователя напряжения
 с короткозамкнутой обмоткой и параллельным соединением
 первичных обмоток без учета их активного сопротивления 403
- Korobeinikov B.A., Pechenkin A.G., Pechenkin O.A., Daurov A.H.**
 Identification of parameters of a multi-phase voltage converter
 with a short-circuited winding and parallel connection
 of the primary windings without accounting their active resistance

Производство, переработка и хранение сельскохозяйственной продукции
Production, processing and storage of agricultural products

**Алешкевич Ю.С., Запорожский А.А., Иванова Е.Е.,
Касьянов Г.И., Кожухова М.А.**

Пути развития консервной промышленности России 408

**Aleshkevich Y.S., Zaporozhsky A.A., Ivanova E.E.,
Kasyanov G.I., Kozhukhova M.A.**
Ways of development of the Russian canning industry

**Касьянов Г.И., Магомедов А.М., Медведев А.М., Фомин С.В.,
Ахмад Тауфик Мохаммад**

Возможности получения и применения CO₂-экстрактов
из сельскохозяйственного сырья 418

**Kasyanov G.I., Magomedov A.M., Medvedev A.M., Fomin S.V.,
Ahmad Taufik Mohammad**
Possibilities of obtaining and applying CO₂-extracts
from agricultural raw materials

Информационные технологии
Information Technology

Носова Ю.С., Целина Д.С.

Применение айтрекинга в web-аналитике 429

Nosova Y.S., Tselina D.S.
Applied eyetracking in web-analytics

Экономика и управление по отраслям
Economics and management by industry

Гончарова Н.А., Хуссейн А.Х.

Инвестиционная политика России как фактор выхода из кризиса 434

Goncharova N.A., Hussein A.H.
Russia's investment policy as a factor in overcoming the crisis

Гончарова Н.А., Лебедев С.П.

Деноминация и девальвация: сущность, особенности, причины и следствие 438

Goncharova N.A., Lebedev S.P.
Denomination and devaluation: essence, features, causes and effect

Миронова С.Х., Чашкова О.Ю., Мягкова Е.С.

Восстановление молодежи после утомления
при физической и умственной работе 445

Mironova S.Kh., Chashkova O.Y., Miagkova E.S.

Recovery of young people after fatigue during
physical and mental work

Наумович Ю.И., Миронова С.Х.

Занятия физкультурой в КубГТУ для студентов с ослабленным здоровьем 448

Naumovich Y.I., Mironova S.Kh.

Physical education in the Kuban State Technology University
for students with impaired health

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 621.01

СОЗДАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ПОСТУПАТЕЛЬНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МАШИН РЕАЛЬНЫМИ ЗАКОНАМИ МЕХАНИКИ



CONSTRUCTION AND RESEARCH OF A ROTATIONAL DYNAMIC MODEL OF MACHINES BY REAL LAWS OF MECHANICS

Смелягин Анатолий Игоревич

доктор технических наук,
профессор кафедры
наземного транспорта и механики,
Кубанский государственный
технологический университет
asmelyagin@yandex.ru

Аннотация. При создании новых машин проводится их динамический анализ. Динамический анализ выполняется с целью выявления возможностей новой техники и определения её соответствия техническому заданию на разработку. Обычно динамический анализ машин проводится с помощью законов, теорем и методов классической или аналитической механики, которые построены на законах-Аксиомах И. Ньютона. Анализ законов И. Ньютона показывает, что они не законы, так как в природе нет объектов, для которых они написаны. Значит, все полученные на их основе теоремы, принципы и уравнения для исследования движения реальных материальных объектов являются приближёнными. Современные машины имеют обычно сложные кинематические цепи, следовательно непосредственное применение для их исследования законов и теорем классической и аналитической механики является сложной и трудоёмкой задачей. Поэтому, в работе с помощью реальных законов движения разрабатывается однозвенная поступательная динамическая модель машин и с её помощью проводится теоретическое исследование подъёмного устройства.

Ключевые слова: динамическая модель, механическое движение, сила, момент, масса, момент инерции, приведенный момент, приведенный момент инерции, закон движения, скорость, ускорение.

Smelyagin Anatoly Igorevich

Doctor of technical sciences,
Professor Department
of land transport and mechanics,
Kuban State Technological University
asmelyagin@yandex.ru

Annotation. When creating new machines, their dynamic analysis is carried out. Dynamic analysis is performed in order to identify the capabilities of new equipment and determine its compliance with the technical task for development. Usually dynamic analysis of machines is carried out with the help of laws, theorems and methods of classical or analytical mechanics, which are built on the laws-Axioms of I. Newton. The analysis of Newton's laws shows that they are not laws, since there are no objects in nature for which they are written. This means that all the theorems, principles and equations obtained on their basis for studying the motion of real material objects are approximate. Modern machines usually have complex kinematic circuits, so the direct application of the laws and theorems of classical and analytical mechanics to their study is a complex and time-consuming task. Therefore, in the work with the help of real laws of motion, a single-link translational dynamic model of machines is developed and a theoretical study of the lifting device is carried out with its help.

Keywords: dynamic model, mechanical motion, force, moment, mass, moment of inertia, reduced moment, reduced moment of inertia, law of motion, speed, acceleration.

Введение

Какими бы не были сложными машины они состоят только из звеньев и кинематических пар, которые в результате их соединения между собой образуют кинематические цепи [1–4].

При создании новых машин, с целью определения их выходных параметров и функциональных возможностей, проводят динамический анализ.

Так как современные машины имеют развитые и сложные кинематические цепи, то непосредственное применение законов Ньютона, теорем и уравнений классической механики для их исследования является сложной и трудоёмкой задачей. Более того законы Ньютона не являются ни законами и ни аксиомами так как они относятся только к не существующим материальным точкам [8, 12–16]. Следовательно, законы-Аксиомы Ньютона, как и полученные на их основе теоремы, принципы и уравнения для исследования движения машин и материальных тел являются приближёнными.

Поэтому в [17, 18] для механических систем и материальных тел были сформулированы новые:

- законы движения;
- условия равновесия;
- следствия.

Эти законы имеют вид.

Законы-Аксиомы движения

1. Взаимодействия материальных тел парны, равновелики и противоположно направлены:

$$I_1 = I_2. \quad (1)$$

2. Работы внешних и инерционных взаимодействий материальных тел на любом перемещении равны между собой:

$$\sum A_{ij} = \sum A_{\Phi ij}. \quad (2)$$

2*. Суммарная работа внешних и инерционных взаимодействий материальных тел в любое мгновение равна нулю

$$\sum A_{\Sigma ij} = 0. \quad (3)$$

Видно, что законы движения 2 и 2* полностью эквивалентны друг другу. Это следует из формул (2) и (3):

$$\sum A_{ij} + \sum A_{\Phi ij} = \sum A_{\Sigma ij} = 0. \quad (4)$$

Приведём на конкретных примерах практическое применение реальных законов движения для исследования машин и механических систем с поступательным приводом.

Построение поступательной динамической модели машин

Современные машины и механические системы обычно имеют сложные разветвлённые кинематические цепи, а, значит, непосредственное применение законов и теорем классической и аналитической механики для исследования их динамики является сложной и трудоёмкой процедурой. Поэтому, опираясь на современные знания реальных законов и понятий механики [17–18], построим однозвенную поступательную динамическую модель машин [2, 3].

Известно, что однозвенная динамическая модель большинства машин и механических систем представляет собой поступательную кинематическую пару А, которая соединена со стойкой и простейшим механизмом 1 (рис. 1) [1–4].

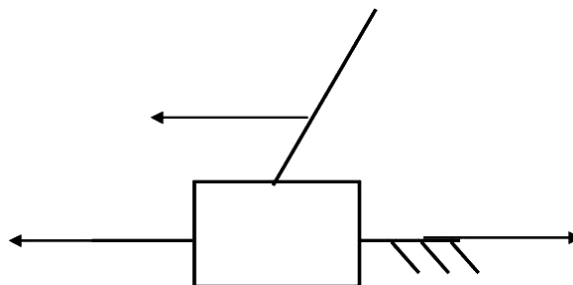


Рисунок 1 – Динамическая модель

Звено 1 совершает поступательное движение относительно стойки со скоростью V_1 и ускорением a_1 под действием приложенных к нему приведенных внешних сил F_n и сил инерции Φ_n и имеет приведенную массу m_n .

Найдём приведенные к начальному звену 1 динамической модели внешние силы F_n , а также приведенную массу m_n .

Для определения F_n , и m_n воспользуемся вторым законом (2) движения, который утверждает, что работы внешних и инерционных взаимодействий материальных тел на любом перемещении равны между собой.

$$\sum A_i = \sum A_{\Phi i}. \quad (5)$$

Работы внешних и инерционных силовых воздействий, приложенных к звеньям (телам) машин и механических систем определяются:

$$\sum A_i = \int F_n dS_1, \quad (6)$$

$$\sum A_{\Phi i} = \int \Phi_1 dS_1. \quad (7)$$

Известно [9–12], что сила инерции Φ_1 звена приведения 1 равна

$$\Phi_1 = m_n a_1. \quad (8)$$

С учетом (8) уравнение (7) примет вид

$$\sum A_{\Phi i} = \int m_n a_1 dS_1. \quad (9)$$

Продифференцируем уравнения (6) и (9), в результате получим:

$$\sum dA_i = F_n dS_1, \quad (10)$$

$$\sum dA_{\Phi i} = m_n a_1 dS_1. \quad (11)$$

Разделим уравнения (10) и (11) на dt :

$$\sum \frac{dA_i}{dt} = F_n \frac{dS_1}{dt}. \quad (12)$$

$$\sum \frac{dA_{\Phi i}}{dt} = m_n a_1 \frac{dS_1}{dt}. \quad (13)$$

Введём обозначения:

$$\frac{dA_i}{dt} = P_i, \quad (14)$$

$$\frac{dA_{\Phi i}}{dt} = P_{\Phi i}, \quad (15)$$

где P_i и $P_{\Phi i}$ – соответственно, мощности активных и инерционных взаимодействий.

С учётом принятых обозначений (14) и (15), уравнения (12) и (13) примут вид:

$$\sum P_i = F_n V_1, \quad (16)$$

$$\sum P_{\Phi i} = m_n a_1 V_1. \quad (17)$$

Найдём мощности активных и инерционных взаимодействий для i -го звена (тела) машины и механической системы:

$$P_i = F_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_i \omega_i, \quad (18)$$

$$P_{\Phi i} = \Phi_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_{\Phi i} \omega_i, \quad (19)$$

где F_i и M_i – соответственно, внешние сила и момент сил, действующие на i -е звено машины;

$\Phi_i = m_i a_i$ – сила инерции, действующая на i -е звено машины;

$M_{\Phi i} = I_i \varepsilon_i$ – момент сил инерции, действующий на i -е звено машины.

где V_i , ω_i , a_i и ε_i – соответственно, линейные и угловые скорости и ускорения i -го звена машины.

Поставим (18) и (19) в формулы (16) и (17), в результате получим:

$$\sum [F_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_i \omega_i] = F_n V_1, \quad (20)$$

$$\sum [m_i a_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + I_i \varepsilon_i \omega_i] = m_n a_1 V_1. \quad (21)$$

Из уравнения (20) найдём приведённую силу активных взаимодействий

$$F_{\pi} = \sum \left[F_i \frac{V_i}{V_1} \cos(\widehat{\vec{F}_i, \vec{V}_1}) + M_i \frac{\omega_i}{V_1} \right]. \quad (22)$$

Установим, что представляют отношения скоростей $\frac{V_i}{V_1}$ и $\frac{\omega_i}{V_1}$ в формуле (22)

$$\frac{V_i}{V_1} = \frac{\frac{dS_i}{dt}}{\frac{dV_1}{dt}} = \frac{dS_i}{dV_1} = S'_{iV_1}, \quad (23)$$

$$\frac{\omega_i}{V_1} = \frac{\frac{d\varphi_i}{dt}}{\frac{dV_1}{dt}} = \frac{d\varphi_i}{dV_1} = \varphi'_{iV_1}, \quad (24)$$

где S'_{iV_1} и φ'_{iV_1} аналоги скоростей или передаточные отношения [2, 3, 19–21].

С учётом (23) и (24) приведённая к начальному звену сила взаимодействий определится

$$F_{\pi} = \sum \left[F_k S'_{iV_1} \cos(\widehat{\vec{F}_i, \vec{V}_1}) + M_k \varphi'_{iV_1} \right]. \quad (25)$$

Теперь найдём приведённый к начальному звену динамической модели момент инерции I_{π} , для чего запишем формулу (21)

$$\sum \left[m_i a_i V_i \cos(\widehat{\vec{F}_i, \vec{V}_1}) + I_i \varepsilon_i \omega_i \right] = m_{\pi} a_1 V_1. \quad (26)$$

Из уравнения (26) найдём приведённый момент инерции

$$m_{\pi} = \sum \left[m_i \frac{a_i}{a_1} \frac{V_i}{V_1} \cos(\widehat{\vec{F}_i, \vec{V}_1}) + I_k \frac{\varepsilon_i}{a_1} \frac{\omega_i}{V_1} \right]. \quad (27)$$

Найдём отношения ускорений $\frac{a_i}{a_1}$ и $\frac{\varepsilon_i}{a_1}$ в формуле (27), определяющей приведённый момент инерции:

$$\frac{a_i}{a_1} = \frac{\frac{dV_i}{dt}}{\frac{dV_1}{dt}} = \frac{dV_i}{dV_1} = V'_{iV_1}, \quad (28)$$

$$\frac{\varepsilon_i}{a_1} = \frac{\frac{d\omega_i}{dt}}{\frac{dV_1}{dt}} = \frac{d\omega_i}{dV_1} = \omega'_{iV_1}, \quad (29)$$

где V'_{iV_1} и ω'_{iV_1} – аналоги ускорений или передаточные отношения.

С учётом (28) и (29) приведённая к начальному звену масса определится

$$m_{\pi} = \sum \left[m_i V'_{iV_1} S'_{iV_1} \cos(\widehat{\vec{F}_i, \vec{V}_1}) + I_k \omega'_{iV_1} \varphi'_{iV_1} \right]. \quad (30)$$

Рассмотрим на примере практическое применение построенной динамической модели и докажем её достоверность для машин.

Исследование грузоподъёмного устройства

Исследуемое устройство (рис. 2) представляет собой, в соответствии с принятой устоявшейся терминологией, классический грузоподъёмный механизм. Отметим, что правильнее это грузоподъёмное устройство называть грузоподъёмной машиной.

Механизмы не совершают полезной работы, они реализуют только необходимые законы движений звеньев, а машины - создаются именно для совершения полезной работы [1–4].

Грузоподъёмное устройство имеет поступательный привод, который перемещает рейку 1. Рейка взаимодействует с барабаном 2 и приводит его во вращение. При вращении барабана груз 3 поднимается.

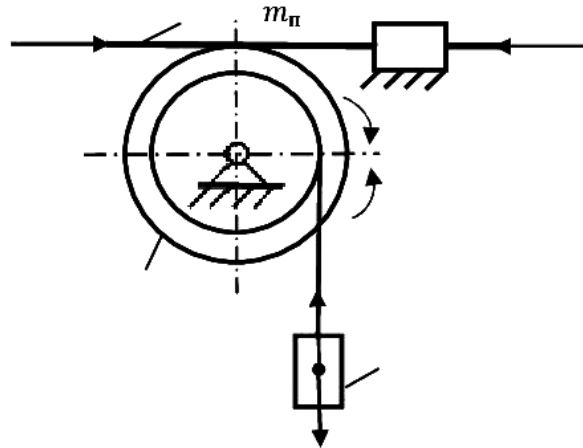


Рисунок 2 – Грузоподъемное устройство

При исследовании грузоподъемного устройства примем, что:

- привод – рейка 1 имеют массу m_1 , и перемещается под действием активных (внешних) сил F_1 , трения F_c и сил инерции Φ_1 ;
- барабан 2 радиусами R_1 и R_2 имеет массу m_2 и момент инерции I_2 , к нему приложены моменты сил трения качения M_c и сил инерции M_{Φ_2} ;
- груз 3 массой m_3 имеет вес G_3 и на него действует сила инерции Φ_3 ;
- на него действуют постоянные внешние силы и моменты сил;
- движение объекта происходит при начальных нулевых условиях.

Необходимо найти закон движения поднимаемого груза 3.

Исследование грузоподъемного устройства будем проводить с помощью динамической модели (рис.1).

Для построения динамической модели исследуемой подъемной машины найдём, приложенную к начальному звену (рейке) 1 приведённую силу F_n и приведённую массу m_n .

Приведённая к начальному звену 1 сила определится по формуле (25).

Так как в (25) и (30) входят аналоги скоростей, то найдём их. Для этого свяжем перемещения барабана 2 и груза 3 с перемещением звена приведения 1 (рейки):

$$\varphi_2 = S_1 \frac{1}{R_2}, \quad (31)$$

$$S_3 = S_1 \frac{r_2}{R_2}. \quad (32)$$

Дифференцируя (31) и (32) по времени t , найдём, выраженную через скорость звена приведения, угловую скорость барабана 2 и скорость подъёма груза 3, соответственно:

$$\omega_2 = V_1 \frac{1}{R_2}, \quad (33)$$

$$V_3 = V_1 \frac{r_2}{R_2}. \quad (34)$$

В соответствии с (23) и (24), найдём аналоги скоростей для:

- рейки

$$\frac{dS_1}{dS_1} = 1; \quad (35)$$

- барабана

$$\frac{d\varphi_2}{dS_1} = \frac{1}{R_2}; \quad (36)$$

- груза

$$\frac{dS_3}{d\varphi_1} = \frac{r_2}{R_2}. \quad (37)$$

С учетом найденных аналогов скоростей (35–37), и в соответствии с (25), найдём приведенную силу, действующую на рейку

$$F_{\Pi} = F_1 - F_c - M_C \frac{1}{R_2} - m_3 g \frac{r_2}{R_2}. \quad (38)$$

Приведенную массу начального звена динамической модели найдём по формуле (30).

Так как в (30) кроме аналогов скоростей входят еще и аналоги ускорений, то найдём их.

Для определения аналогов ускорений продифференцируем (33) и (34) по времени t . В результате найдём ускорения барабана и груза:

$$\varepsilon_2 = a_1 \frac{1}{R_2}, \quad (39)$$

$$a_3 = a_1 \frac{r_2}{R_2}. \quad (40)$$

В соответствии с формулами (28) и (29), найдём аналоги ускорений для:

- начального звена (рейки)

$$\frac{dV_1}{dV_1} = 1; \quad (41)$$

- барабана

$$\frac{d\omega_2}{dV_1} = \frac{1}{R_2}; \quad (42)$$

- груза

$$\frac{dV_3}{dV_1} = \frac{r_2}{R_2}. \quad (43)$$

С учетом найденных аналогов ускорений (41–43), и в соответствии с формулой (30), найдём приведенную массу начального звена грузоподъемника

$$m_{\Pi} = m_1 + I_2 \left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_2}{R_2}\right)^2. \quad (44)$$

Итак, приведенные к начальному звену динамической модели силы и массы, найдены. Перейдём к исследованию динамики грузоподъемной машины.

Для исследования динамической модели (грузоподъемника) воспользуемся вторым законом (2) движения материальных тел, который утверждает – работы инерционных и внешних взаимодействий тел на любом перемещении равны между собой

$$\sum A_{\Phi ij} = \sum A_{ij}. \quad (45)$$

Работы инерционных и внешних взаимодействий начального звена динамической модели определяются

$$m_{\Pi} a_1 S_1 = F_{\Pi} S_1. \quad (46)$$

После преобразования (46), получим дифференциальное уравнение движения начального звена динамической модели

$$\frac{dV_1}{dt} = \frac{F_{\Pi}}{m_{\Pi}}. \quad (47)$$

Дважды интегрируя (47), найдем, соответственно, скорость и ускорение звена приведения:

$$V_1 = \frac{F_{\Pi}}{m_{\Pi}} t + C_1, \quad (48)$$

$$V_1 = \frac{F_{\Pi}}{m_{\Pi}} \frac{t^2}{2} + C_1 t + C_2, \quad (49)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования.

При принятых начальных условиях, что при $t = 0$, $S_{10} = 0$ и $V_{10} = 0$ (машина не работала), найдём, что

$$C_1 = C_2 = 0. \quad (50)$$

С учётом (50), (38) и (44), скорость и ускорение звена приведения, соответственно, определяются:

$$V_1 = \frac{F_1 - F_c - M_C \frac{1}{R_2} - m_3 g \frac{r_2}{R_2}}{m_1 + I_2 \left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_2}{R_2}\right)^2} t, \quad (51)$$

$$\varphi_1 = \frac{F_1 - F_c - M_C \frac{1}{R_2} - m_3 g \frac{r_2}{R_2}}{m_1 + I_2 \left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_2}{R_2}\right)^2} \frac{t^2}{2}. \quad (52)$$

Для нахождения закона движения груза 3, подставим (51) и (52) в формулы (32) и (34). В результате найдём закон движения и скорость груза 3:

$$S_3 = \frac{F_1 - F_c - M_C \frac{1}{R_2} - m_3 g \frac{r_2}{R_2}}{m_1 + I_2 \left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_2}{R_2}\right)^2} \frac{r_2}{R_2} \frac{t^2}{2},$$

$$V_3 = \frac{F_1 - F_c - M_C \frac{1}{R_2} - m_3 g \frac{r_2}{R_2}}{m_1 + I_2 \left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_2}{R_2}\right)^2} \frac{r_2}{R_2} t.$$

Из полученных результатов и рассмотренного примера следует, что исследования динамики многозвенных машин и многотельных механических систем с помощью динамических моделей значительно упрощается по сравнению с традиционными методами.

Выводы

По результатам работы можно заключить:

- с помощью новых динамических моделей машин и механических систем исследование их динамики значительно упрощается;
- найденные законы движения звеньев грузоподъёмной машины соответствуют движению реального объекта, что свидетельствует об адекватности предлагаемых моделей реальным объектам;
- полученные результаты позволяют рекомендовать новые динамические модели к практическому использованию.

Литература

1. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
2. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – М. – Новосибирск: ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
3. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 263 с.
4. Смелягин А.И. Структура машин, механизмов и конструкций. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 387 с.
5. Галилео Галилей. Избранные труды в двух томах. – М. : Наука, 1964.
6. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М. : Наука, 1989. – 688 с.
7. Эйлер Л. Основы динамики точки. – М. – Ленинград : НТИ-НКТП СССР, 1938. – 500 с.
8. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 с.
9. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
10. Голубев Ю.Ф. Основы теоретической механики. – М. : Изд-во МГУ, 2000. – 2-е изд. – 720 с.
11. Кузьмичев В.Е. Законы и формулы физики. – Киев : Наук. Думка, 1989. – 864 с.
12. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
13. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал И. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 11–16.
14. Смелягин А.И. Законы и понятия классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 21–27.
15. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 17–26.
16. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 21–25.

17. Смелягин А.И. Об основных понятиях и законах классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 25–38.
18. Смелягин А.И. О реальных законах движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 11–16.
19. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения // Электронный сетевой политехнический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2016. – № 10. – С. 125–139.
20. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей и ускорений для исследования движений механических систем с помощью новых аксиом и теорем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 21–29.
21. Смелягин А.И. Об аналогах скоростей и ускорений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 19–25.

References

1. Smelyagin A.I. Structure of mechanisms and machines. – M. : Higher school, 2014. – 304 p.
2. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – M. – Novosibirsk: INFRA-M, 2008. – 263 p.
3. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. Course design. – M. : INFRA-M, 2019. – 263 p.
4. Smelyagin A.I. Structure of machines, mechanisms and structures. – M. : INFRA-M, 2019. – 387 p.
5. Galileo Galilei. Selected works in two volumes. – M. : Nauka, 1964.
6. Newton Isaac. Mathematical principles of natural philosophy. – M. : Nauka, 1989. – 688 p.
7. Euler L. Basics of point dynamics. – M. – Leningrad : NTI-NKTP of the USSR, 1938. – 500 p.
8. Kharlamov P.V. Essays on the foundations of mechanics. Myths, misconceptions, and mistakes. – Kiev : Nauk, Dumka, 1995. – 407 p.
9. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – M. : Higher school, 1990. – 607 p.
10. Golubev Yu.F. Fundamentals of theoretical mechanics. – M. : MSU Publishing house, 2000. – 2nd ed. – 720 p.
11. Kuzmichev V.E. Laws and formulas of physics. – Kiev : Nauk. Dumka, 1989. – 864 p.
12. Ishlinsky A.Yu. Mechanics: ideas, problems, applications. – M. : Nauka, 1985. – 624 p.
13. Smelyagin A.I. Axioms or laws of motion formulated by I. Newton // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 11–16.
14. Smelyagin A.I. Laws and concepts of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3. – P. 21–27.
15. Smelyagin A.I. the Basic and primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 17–26.
16. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 21–25.
17. Smelyagin A.I. On the basic concepts and laws of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2020. № 2. – P. 25–38.
18. Smelyagin A.I. Dynamic analysis of the simplest movements of bodies with the help of new laws // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2020. – № 3. – P. 11–16.
19. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds for the study of mechanical systems of rotary motion // Electronic network polythematic journal «Scientific works of lubGTU». – 2016. – № 10. – P. 125–139.
20. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds and accelerations to study the movements of mechanical systems using new axioms and theorems // The science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 21–29.
21. Smelyagin A.I. About analogs of speeds and accelerations // The science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2019. – № 4. – P. 19–25.

ПОСТРОЕНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ВРАЩАТЕЛЬНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МАШИН РЕАЛЬНЫМИ ЗАКОНАМИ МЕХАНИКИ



CONSTRUCTION AND RESEARCH OF A ROTATIONAL DYNAMIC MODEL OF MACHINES BY REAL LAWS OF MECHANICS

Смелягин Анатолий Игоревич

доктор технических наук,
профессор кафедры
наземного транспорта и механики,
Кубанский государственный
технологический университет
asmelyagin@yandex.ru

Аннотация. При разработке и создании новых машин обязательно проводят их динамический анализ. Обычно динамический анализ машин проводится с помощью законов, теорем и методов классической или аналитической механики. Основы современной классической и аналитической механики построены на законах-Аксиомах И. Ньютона. Анализ законов-Аксиом И. Ньютона показывает, что они не являются ни законами, ни аксиомами. Это объясняется тем, что они точно описывают только движение не существующих в природе материальных точек. Следовательно, все полученные на их основе теоремы, принципы и уравнения для исследования движения материальных объектов являются приближенными. Более того, так как современные машины имеют обычно сложные кинематические цепи, то непосредственное применение для их исследования законов и теорем классической и аналитической механики является сложной и трудоёмкой задачей. Поэтому, опираясь на современные знания и понятия механики, в работе разрабатывается однозвенная вращательная динамическая модель машин и с её помощью проводится теоретическое исследование подъёмного устройства.

Ключевые слова: динамическая модель, механическое движение, сила, момент, масса, момент инерции, приведенный момент, приведенный момент инерции, закон движения, скорость, ускорение.

Smelyagin Anatoly Igorevich

Doctor of technical sciences,
Professor Department
of land transport and mechanics,
Kuban State Technological University
asmelyagin@yandex.ru

Annotation. When developing and creating new machines, they conduct a dynamic analysis in order to learn their capabilities. Usually, dynamic analysis of machines is performed using laws, theorems, and methods of classical or analytical mechanics. The foundations of modern classical and analytical mechanics are based on the laws-Axioms of I. Newton. The analysis of Newton's laws and axioms shows that they are neither laws nor axioms. This is because they accurately describe only the movement of material points that do not exist in nature. Consequently, all the theorems, principles, and equations obtained on their basis for studying the motion of material objects are approximate. Moreover, since modern machines usually have complex kinematic circuits, the direct application of the laws and theorems of classical and analytical mechanics to their research is a complex and time-consuming task. Therefore, based on modern knowledge and concepts of mechanics, we develop a single-link rotational dynamic model of machines and use it to conduct a theoretical study of the lifting device.

Keywords: dynamic model, mechanical motion, force, moment, mass, moment of inertia, reduced moment, reduced moment of inertia, law of motion, speed, acceleration.

Введение

Какими бы не были сложными машины они состоят только из звеньев и кинематических пар, которые в результате их соединения между собой образуют кинематические цепи [1–4].

При создании новых машин, с целью определения их выходных параметров и функциональных возможностей, проводят динамический анализ.

Наука, исследующая движения машин (механических систем) под действием силовых полей называется классической или теоретической механикой. Фундаментом классической механики являются труды Галилея, Ньютона, Эйлера [5–8], а также выведенные из них общие теоремы динамики и принципы [9–12].

Анализ классических законов-Аксиом И. Ньютона и современных их формулировок показывает, что они не являются ни законами и ни аксиомами. Это обусловлено тем, что так называемые законы Ньютона относятся только к не существующим материальным точкам [8, 12–16], используют несуществующую в природе сосредоточенную силу и, почему-то, учитывают только поступательное движение.

Следовательно, законы – аксиомы Ньютона и полученные на их основе теоремы, принципы, уравнения, как классической, так и аналитической механики, для исследования движения машин и материальных тел являются приближёнными. Более того, так как современные машины имеют чаще всего развитые и сложные кинематические цепи, то непосредственное применение этих законов, теорем и уравнений механики для их исследования является сложной и трудоёмкой задачей.

Поэтому в [17, 18] для механических систем и материальных тел были сформулированы новые:

- законы движения;
- условия равновесия;
- следствия.

Эти законы имеют вид.

Законы-Аксиомы движения

1. Взаимодействия материальных тел пары, равновелики и противоположно направлены:

$$I_1 = I_2. \quad (1)$$

2. Работы внешних и инерционных взаимодействий материальных тел на любом перемещении равны между собой:

$$\sum A_{ij} = \sum A_{\phi ij}. \quad (2)$$

2*. Суммарная работа внешних и инерционных взаимодействий материальных тел в любое мгновение равна нулю

$$\sum A_{\Sigma ij} = 0. \quad (3)$$

где $\sum A_{ij}$ – работа на исследуемом перемещении объекта, совершаемая всеми внешними (активными) взаимодействиями; $\sum A_{\phi ij}$ – работа инерционных взаимодействий при перемещении исследуемого объекта; $\sum A_{\Sigma ij}$ – суммарная работа внешних и инерционных взаимодействий на исследуемом перемещении объекта: i – число взаимодействий; j – число степеней свободы (подвижность).

Видно, что законы движения 2 и 2* полностью эквивалентны друг другу. Это следует из формул (2) и (3):

$$\sum A_{ij} + \sum A_{\phi ij} = \sum A_{\Sigma ij} = 0. \quad (4)$$

Целесообразность практического применения законов движения 2 и 2* определяется конфигурацией исследуемой механической системы.

Приведём на конкретных примерах практическое применение полученных законов движения для исследования машин и механических систем, а также докажем их достоверность.

Построение вращательной динамической модели машин

Современные машины и механические системы обычно имеют сложные разветвлённые кинематические цепи, а, значит, применение законов и теорем классической и аналитической механики для исследования их динамики является сложной и трудоёмкой процедурой. Поэтому, опираясь на современные знания реальных законов и понятий механики [17–18], и учитывая, что большинство машин и механизмов имеют вращательный привод, построим однозвенную вращательную динамическую модель машин [1–4].

Известно, что однозвенная динамическая модель большинства машин и механических систем представляет собой вращательную кинематическую пару А, которая соединена со стойкой и начальным механизмом 1 (рис. 1).

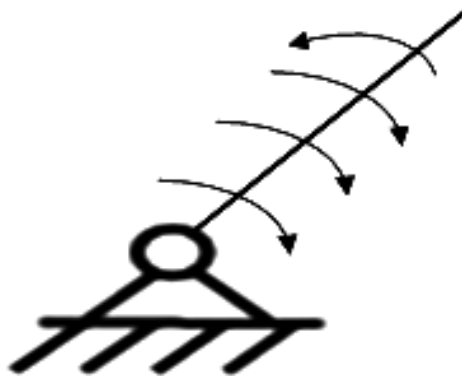


Рисунок 1 – Динамическая модель

Звено 1 вращается вокруг стойки под действием приложенных к нему приведенных моментов внешних сил M_n и сил инерции $M_{\Phi n}$ с угловой скоростью ω_1 и угловым ускорением ε_1 и имеет приведенный момент инерции I_n .

Найдём приведенные к начальному звену 1 динамической модели моменты внешних сил M_n , а также момент инерции I_n .

Для определения M_n и I_n воспользуемся вторым законом (2) движения, который утверждает, что работы внешних и инерционных взаимодействий материальных тел на любом перемещении равны между собой.

$$\sum A_i = \sum A_{\Phi i}. \quad (5)$$

Работы внешних и инерционных силовых воздействий, приложенных к звеньям (телам) машин и механических систем определяются:

$$\sum A_i = \int M_n d\varphi_1, \quad (6)$$

$$\sum A_{\Phi i} = \int M_{\Phi 1} d\varphi_1. \quad (7)$$

Известно [9–12], что момент сил инерции $M_{\Phi n}$ звена приведения 1 равен

$$M_{\Phi 1} = I_n \varepsilon_1. \quad (8)$$

С учетом (8) уравнение (7) примет вид

$$\sum A_{\Phi i} = \int I_n \varepsilon_1 d\varphi_1. \quad (9)$$

Продифференцируем уравнения (6) и (9), в результате получим:

$$\sum dA_i = M_n d\varphi_1, \quad (10)$$

$$\sum dA_{\Phi i} = I_n \varepsilon_1 d\varphi_1. \quad (11)$$

Разделим уравнения (10) и (11) на dt:

$$\sum \frac{dA_i}{dt} = M_n \frac{d\varphi_1}{dt}, \quad (12)$$

$$\sum \frac{dA_{\Phi i}}{dt} = I_n \varepsilon_1 \frac{d\varphi_1}{dt}. \quad (13)$$

Введём обозначения:

$$\frac{dA_i}{dt} = P_i, \quad (14)$$

$$\frac{dA_{\Phi i}}{dt} = P_{\Phi i}, \quad (15)$$

где P_i и $P_{\Phi i}$ – соответственно, мощности активных и инерционных взаимодействий.

С учётом принятых обозначений (14) и (15), уравнения (12) и (13) примут вид:

$$\sum P_i = M_n \omega_1, \quad (16)$$

$$\sum P_{\Phi i} = I_n \varepsilon_1 \omega_1. \quad (17)$$

Найдём мощности активных и инерционных взаимодействий для i-го звена (тела) машины и механической системы:

$$P_i = F_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_i \omega_i, \quad (18)$$

$$P_{\Phi_k} = \Phi_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_{\Phi_i} \omega_i, \quad (19)$$

где F_i и M_i – соответственно, внешние сила и момент сил, действующие на i -е звено машины;

$\Phi_i = m_i a_i$ – сила инерции, действующая на i -е звено машины;

$M_{\Phi_k} = I_i \varepsilon_i$ – момент сил инерции, действующий на i -е звено машины,

где V_i , ω_i , a_i и ε_i – соответственно, линейные и угловые скорости и ускорения i -го звена машины.

Поставим (18) и (19) в (16) и (17), в результате получим:

$$\sum [F_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_i \omega_i] = M_{\pi} \omega_1, \quad (20)$$

$$\sum [m_i a_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + I_i \varepsilon_i \omega_i] = I_{\pi} \varepsilon_1 \omega_1. \quad (21)$$

Из уравнения (20) найдём приведённый момент активных взаимодействий

$$M_{\pi} = \sum \left[F_k \frac{V_i}{\omega_1} \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_i \frac{\omega_i}{\omega_1} \right]. \quad (22)$$

Установим, что представляют отношения скоростей $\frac{V_i}{\omega_1}$ и $\frac{\omega_i}{\omega_1}$ в формуле (22):

$$\frac{V_i}{\omega_1} = \frac{\frac{ds_i}{dt}}{\frac{d\varphi_1}{dt}} = \frac{ds_i}{d\varphi_1} = S'_{i\varphi_1}, \quad (23)$$

$$\frac{\omega_i}{\omega_1} = \frac{\frac{d\varphi_i}{dt}}{\frac{d\varphi_1}{dt}} = \frac{d\varphi_i}{d\varphi_1} = \varphi'_{i\varphi_1}, \quad (24)$$

где $S'_{i\varphi_1}$ и $\varphi'_{i\varphi_1}$ аналоги скоростей или передаточные отношения [2, 3, 19–21].

С учётом (23) и (24) приведённый к начальному звену момент активных взаимодействий определится

$$M_{\pi} = \sum \left[F_i S'_{i\varphi_1} \cos(\widehat{F_i, V_i}) + M_i \varphi'_{i\varphi_1} \right]. \quad (25)$$

Теперь найдём приведённый к начальному звену динамической модели момент инерции I_{π} , для чего запишем формулу (21)

$$\sum [m_i a_i V_i \cos(\widehat{F_i, V_i}) + I_i \varepsilon_i \omega_i] = I_{\pi} \varepsilon_1 \omega_1. \quad (26)$$

Из уравнения (26) найдём приведённый момент инерции

$$I_{\pi} = \sum \left[m_i \frac{a_i V_i}{\varepsilon_1 \omega_1} \cos(\widehat{F_i, V_i}) + I_k \frac{\varepsilon_i \omega_i}{\varepsilon_1 \omega_1} \right]. \quad (27)$$

Найдём отношения ускорений $\frac{a_i}{\varepsilon_1}$ и $\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_1}$ в формулу (27), определяющей приведённый момент инерции:

$$\frac{a_i}{\varepsilon_1} = \frac{\frac{dv_i}{dt}}{\frac{d\omega_1}{dt}} = \frac{dv_i}{d\omega_1} = V'_{i\omega_1}, \quad (28)$$

$$\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_1} = \frac{\frac{d\omega_i}{dt}}{\frac{d\omega_1}{dt}} = \frac{d\omega_i}{d\omega_1} = \omega'_{i\omega_1}, \quad (29)$$

где $V'_{i\omega_1}$ и $\omega'_{i\omega_1}$ аналоги ускорений или передаточные отношения.

С учётом (28) и (29) приведённый к начальному звену момент инерции определится

$$I_{\pi} = \sum \left[m_i V'_{i\omega_1} S'_{i\varphi_1} \cos(\widehat{F_i, V_i}) + I_i \omega'_{i\omega_1} \varphi'_{i\varphi_1} \right]. \quad (30)$$

Рассмотрим на примере практическое применение построенной динамической модели и докажем её достоверность для машин.

Исследование грузоподъемного устройства

Исследуемое устройство (рис. 2) представляет собой, в соответствии с принятой устоявшейся терминологией, классический грузоподъемный механизм. Отметим, что правильнее это грузоподъемное устройство называть грузоподъемной машиной.

Механизмы не совершают полезной работы, они реализуют только необходимые законы движений звеньев, а машины – создаются именно для совершения полезной работы [1–4].

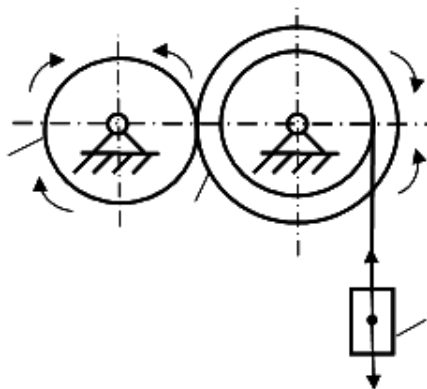


Рисунок 2 – Грузоподъемное устройство

Грузоподъемное устройство имеет вращательный привод, который приводит во вращение колесо 1 и связанный с ним барабан 2. При вращении барабана груз 3 поднимается.

При исследовании грузоподъемного устройства примем, что:

- колесо 1 имеет радиус R_1 , массу m_1 , момент инерции I_1 и вращается под действием моментов активных (внешних) сил M_1 и сил инерции $M_{\Phi 1}$;
- барабан 2 радиусами R_1 и R_2 имеет массу m_2 и момент инерции I_2 , к нему приложены моменты сил трения качения M_C и сил инерции $M_{\Phi 2}$;
- груз 3 массой m_3 имеет вес G_3 и на него действует сила инерции Φ_3 ;
- на него действуют постоянные внешние силы и моменты сил;
- движение объекта происходит при начальных нулевых условиях.

Необходимо найти закон движения поднимаемого груза 3.

Исследование грузоподъемного устройства будем проводить с помощью динамической модели (рис. 2).

Для построения динамической модели исследуемой подъемной машины найдём, приложенный к начальному звену 1 момент активных сил M_n и приведенный момент инерции I_n .

Приведенный момент внешних сил, приложенный к звену 1 определим по формуле (25).

Так как в (25) и (30) входят аналоги скоростей, то найдём их. Для этого свяжем перемещения барабана 2 и груза 3 с поворотом звена приведения 1:

$$\varphi_2 = \varphi_1 \frac{r_1}{R_2}, \quad (31)$$

$$S_3 = \varphi_1 \frac{r_1 r_2}{R_2}. \quad (32)$$

Дифференцируя (31) и (32) по времени t , найдём, выраженную через угловую скорость звена приведения, угловую скорость барабана 2 и скорость подъёма груза 3, соответственно:

$$\omega_2 = \omega_1 \frac{r_1}{R_2}, \quad (33)$$

$$V_3 = \omega_1 \frac{r_1 r_2}{R_2}. \quad (34)$$

В соответствии с (23) и (24), найдём аналоги скоростей для:

- начального диска

$$\frac{d\varphi_1}{d\varphi_1} = 1; \quad (35)$$

- барабана

$$\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} = \frac{r_1}{R_2}; \quad (36)$$

- груза

$$\frac{dS_3}{d\varphi_1} = \frac{r_1 r_2}{R_2}. \quad (37)$$

С учетом найденных аналогов скоростей (35–37), и в соответствии с (25), найдём приведенный момент сил, действующий на начальное звено грузоподъемника

$$M_{\Pi} = M_1 - M_C \frac{r_1}{R_2} - m_3 g \frac{r_1 r_2}{R_2}. \quad (38)$$

Приведенный момент инерции начального звена динамической модели найдём по формуле (30).

Так как в (30) кроме аналогов скоростей входят еще и аналоги ускорений, то найдём их.

Для определения аналогов ускорений продифференцируем (33) и (34) по времени t . В результате найдём ускорения барабана и груза:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_1 \frac{r_1}{R_2}, \quad (39)$$

$$a_3 = \varepsilon_1 \frac{r_1 r_2}{R_2}. \quad (40)$$

В соответствии с формулами (28) и (29), найдём аналоги скоростей для:

- начального звена (колеса)

$$\frac{d\omega_1}{d\omega_1} = 1; \quad (41)$$

- барабана

$$\frac{d\omega_2}{d\omega_1} = \frac{r_1}{R_2}; \quad (42)$$

- груза

$$\frac{dV_3}{d\omega_1} = \frac{r_1 r_2}{R_2}. \quad (43)$$

С учетом найденных аналогов ускорений (41–43), и в соответствии с формулой (30), найдём приведенный момент инерции начального звена грузоподъемника

$$I_{\Pi} = I_1 + I_2 \left(\frac{r_1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_1 r_2}{R_2}\right)^2. \quad (44)$$

Итак, приведенные к начальному звену динамической модели момент инерции и моменты внешних сил, найдены. Перейдём к исследованию динамики грузоподъемной машины.

Для исследования динамической модели (грузоподъемника) воспользуемся вторым законом (2) движения материальных тел, который утверждает – работы инерционных и внешних взаимодействий тел на любом перемещении равны между собой

$$\sum A_{\Phi ij} = \sum A_{ij}. \quad (45)$$

Работы инерционных и внешних взаимодействий начального звена динамической модели определяются

$$I_{\Pi} \varepsilon_1 \varphi_1 = M_{\Pi} \varphi_1. \quad (46)$$

После преобразования (46), получим дифференциальное уравнение движения начального звена динамической модели

$$\frac{d\omega_1}{dt} = \frac{M_{\Pi}}{I_{\Pi}}. \quad (47)$$

Дважды интегрируя (47), найдем, соответственно, угловую скорость и ускорение звена приведения:

$$\omega_1 = \frac{M_{II}}{I_{II}} t + C_1, \quad (48)$$

$$\varphi_1 = \frac{M_{II}}{I_{II}} \frac{t^2}{2} + C_1 t + C_2, \quad (49)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования.

При принятых начальных условиях, что при $t = 0$, $\varphi_{10} = 0$ и $\omega_{10} = 0$ (машина не работала), найдём, что

$$C_1 = C_2 = 0. \quad (50)$$

С учётом (50), (38) и (44), угловая скорость и ускорение звена приведения, соответственно, определяются:

$$\omega_1 = \frac{M_1 - M_C \frac{r_1}{R_2} - m_3 g \frac{r_1 r_2}{R_2}}{I_1 + I_2 \left(\frac{r_1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_1 r_2}{R_2}\right)^2} t, \quad (51)$$

$$\varphi_1 = \frac{M_1 - M_C \frac{r_1}{R_2} - m_3 g \frac{r_1 r_2}{R_2}}{I_1 + I_2 \left(\frac{r_1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_1 r_2}{R_2}\right)^2} \frac{t^2}{2}. \quad (52)$$

Для нахождения закона движения груза 3, подставим (51) и (52) в формулы (32) и (34). В результате найдём закон движения и скорость груза 3:

$$S_3 = \frac{M_1 - M_C \frac{r_1}{R_2} - m_3 g \frac{r_1 r_2}{R_2}}{I_1 + I_2 \left(\frac{r_1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_1 r_2}{R_2}\right)^2} \frac{r_1 r_2}{R_2} \frac{t^2}{2},$$

$$V_3 = \frac{M_1 - M_C \frac{r_1}{R_2} - m_3 g \frac{r_1 r_2}{R_2}}{I_1 + I_2 \left(\frac{r_1}{R_2}\right)^2 + m_3 \left(\frac{r_1 r_2}{R_2}\right)^2} \frac{r_1 r_2}{R_2} t.$$

Из полученных результатов и рассмотренного примера следует, что исследование динамики многозвенных машин и механических систем с помощью динамических моделей значительно упрощается по сравнению с традиционными методами.

Выводы

По результатам работы можно заключить:

- с помощью новых динамических моделей машин и механических систем исследование их динамики значительно упрощается;
- найденные законы движения звеньев грузоподъемной машины соответствуют движению реального объекта, что свидетельствует об адекватности предлагаемых моделей реальным объектам;
- полученные результаты позволяют рекомендовать новые динамические модели к практическому использованию.

Литература

1. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
2. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – М. – Новосибирск, ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
3. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 263 с.
4. Смелягин А.И. Структура машин, механизмов и конструкций. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 387 с.
5. Галилео Галилей. Избранные труды в двух томах. – М. : Наука, 1964.
6. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М. : Наука, 1989. – 688 с.
7. Эйлер Л. Основы динамики точки. – М. – Ленинград : НТИ-НКТП СССР, 1938. – 500 с.
8. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 с.
9. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
10. Голубев Ю.Ф. Основы теоретической механики. – М. : Изд-во МГУ, 2000. – 2-е изд. – 720 с.
11. Кузьмичев В.Е. Законы и формулы физики. – Киев : Наук. Думка, 1989. – 864 с.

12. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
13. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал и. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 11–16.
14. Смелягин А.И. Законы и понятия классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 21–27.
15. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 17–26.
16. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 21–25.
17. Смелягин А.И. Об основных понятиях и законах классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 25–38.
18. Смелягин А.И. О реальных законах движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 11–16.
19. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения // Электронный сетевой политехнический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2016. – № 10. – С. 125–139.
20. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей и ускорений для исследования движений механических систем с помощью новых аксиом и теорем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 21–29.
21. Смелягин А.И. Об аналогах скоростей и ускорений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 19–25.

References

1. Smelyagin A.I. Structure of mechanisms and machines. – M. : Higher school, 2014. – 304 p.
2. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – M. – Novosibirsk, INFRA-M, 2008. – 263 p.
3. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. Course design. – M. : INFRA-M, 2019. – 263 p.
4. Smelyagin A.I. Structure of machines, mechanisms and structures. – M. : INFRA-M, 2019. – 387 p.
5. Galileo Galilei. Selected works in two volumes. – M. : Nauka, 1964.
6. Newton Isaac. Mathematical principles of natural philosophy. – M. : Nauka, 1989. – 688 p.
7. Euler L. Basics of point dynamics. – M. – Leningrad : NTI-NKTP of the USSR, 1938. – 500 p.
8. Kharlamov P.V. Essays on the foundations of mechanics. Myths, misconceptions, and mistakes. – Kiev : Nauk, Dumka, 1995. – 407 p.
9. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – M. : Higher school, 1990. – 607 p.
10. Golubev Yu.F. Fundamentals of theoretical mechanics. – M. : MSU Publishing house, 2000. – 2nd ed. – 720 p.
11. Kuzmichev V.E. Laws and formulas of physics. – Kiev : Nauk. Dumka, 1989. – 864 p.
12. Ishlinsky A.Yu. Mechanics: ideas, problems, applications. – M. : Nauka, 1985. – 624 p.
13. Smelyagin A.I. Axioms or laws of motion formulated by I. Newton // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 11–16.
14. Smelyagin A.I. Laws and concepts of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3. – P. 21–27.
15. Smolyagin A.I. the Basic and primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 17–26.
16. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 21–25.
17. Smelyagin A.I. On the basic concepts and laws of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2020. № 2. – P. 25–38.
18. Smelyagin A.I. Dynamic analysis of the simplest movements of bodies with the help of new laws // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2020. – № 3. – P. 11–16.
19. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds for the study of mechanical systems of rotary motion // Electronic network polythematic journal «Scientific works of lubGTU». – 2016. – № 10. – P. 125–139.
20. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds and accelerations to study the movements of mechanical systems using new axioms and theorems // The science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 21–29.
21. Smelyagin A.I. About analogs of speeds and accelerations // The science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2019. – № 4. – P. 19–25.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE NORTH-LABATYUGANSKOY OIL FIELD

Ананченко Максим Алексеевич

студент-магистрант,
направления подготовки нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
ma_ananchenko01@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений и
подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния и намечены перспективы дальнейшей разработки Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения. Приведена характеристика геологического строения месторождения, рассмотрена история проектирования разработки месторождения.

Ключевые слова: геолого-структурная характеристика месторождения; литологическая характеристика месторождения; структура (тектоника) объекта; характеристика геологического строения месторождения; физико-химические свойства нефти и газа; история проектирования разработки месторождения; текущее состояние разработки месторождения.

Ananchenko Maxim Alekseevich

Masters' Student,
Department Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
ma_ananchenko01@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article analyzes the current state and outlines the prospects for further development of the North-Labatyuganskoye oil field. The characteristic of the geological structure of the field is given, the history of the design of the development of the field is considered.

Keywords: geological and structural characteristics of the deposit; lithological characteristics of the deposit; structure (tectonics) of the object; characteristics of the geological structure of the field; physical and chemical properties of oil and gas; field development design history; current state of field development.

Административное положение объекта работ
В административном отношении Северо-Лабатьюганское нефтяное месторождение (рис. 1) находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 273 км к северо-западу от г. Сургута.

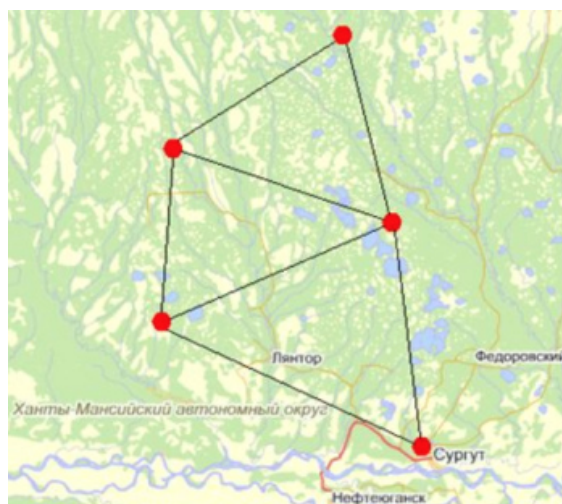


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Месторождение расположено в пределах трёх лицензионных участков: Северо-Лабатьюганский (лицензия ХМН 11293 НЭ от 05.09.2002 г., срок окончания действия лицензии 01.06.2047 г.), Овхлорский (лицензия ХМН 12325 НЭ от 23.04.2004 г., срок окончания действия лицензии 01.03.2024 г.) и Южно-Чанатойский (лицензия ХМН 14906 НР от 27.04.2010 г., срок окончания действия лицензии 20.04.2035 г.), недропользователем которых является ПАО «Сургутнефтегаз».

Месторождение является объектом производственной деятельности НГДУ «Нижнесортымскнефть», имеющего развитую инфраструктуру: пункты подготовки нефти, систему сбора и предварительного обезвоживания продукции, систему напорных и межпромысловых нефтепроводов, газопроводов, газотурбинные электростанции, высокоразвитую транспортную сеть, систему электроснабжения, базы производственного обслуживания.

Геолого-структурная и литологическая характеристика месторождения

В основу стратиграфического расчленения района положены «Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», принятые на пятом Тюменском межведомственном стратиграфическом совещании в 1990 году, утверждённые МСК СССР в январе 1991 года.

Исследуемая территория расположена в зоне сочленения Фроловской мегавпадины и Среднеобского геоблока. Стратиграфический разрез в пределах рассматриваемой территории характеризуется существенной глинизацией нижнемеловых отложений и соответствует стратиграфическому разрезу Ханты-Мансийск-Юганского нефтегазоносного района. По аналогии выделены Ахская, Черкашинская, Алымская, Викуловская и Ханты-Мансийская свиты.

Дююрское основание вскрыто скважинами № 552, 554 и 556п, расположенными вдоль западной границы Северо-Лабатьюганского ЛУ на Верхне-Ляминской площади, где вскрыты породы кристаллического фундамента на глубинах 3101,2 м (а.о. – 3017,9 м), 3074,0 м (а.о. – 2991,7 м) и 3160,4 м (а.о. – 3081,3 м) соответственно. Керн поднят из скважин № 552п и 556п, представлен тонкослоистой известковисто-глинистой метаморфизованной и магматической породой.

На выветрелых палеозойских образованиях, относящихся к консолидированному фундаменту, залегает осадочный чехол, общая мощность которого составляет в пределах месторождения 2990–3350 м.

Юрские отложения в пределах рассматриваемого участка на основании материалов поисково-разведочных скважин и площадных сейсморазведочных работ МОГТ представлены всеми тремя отделами. Они образуют крупный седиментационный ритм, состоящий из 2 крупных фациальных комплексов. Нижний комплекс охватывает отложения нижней и средней юры до нижнего келловоя включительно и относится к заводоуковскому надгоризонту, а верхний комплекс складывается исключительно нормально-морскими отложениями верхней юры и относится к даниловскому надгоризонту.

В основании чехла залегают отложения заводоуковской серии (нижняя-средняя юра) мощностью около 450 м. В её составе выделяются горелая и тюменская свиты.

Горелая свита разделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита включает пласт ЮС₁₁ и тогурскую пачку над ним, верхняя подсвита – пласт ЮС₁₀ и радомскую пачку над ним. Пласты ЮС₁₀₋₁₁ сложены преимущественно песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и коричневато-чёрных аргиллитов. Песчаники и гравелиты имеют полимиктовый состав, обычно очень крепкие, с низкими и очень низкими коллекторскими свойствами. Глинистые пачки представлены аргиллитами с коричневато-чёрными прослоями слабобитуминозными и сидеритизированными.

По данным сейсморазведочных работ отложения горелой свиты развиты в погружённых частях изучаемой площади, выклиниваясь по направлению к сводам ЛП. Мощность свиты не превышает 50 м.

Скважинами горелая свита не вскрыта.

Тюменская свита имеет мощность 210–270 м и характеризуется углисто-песчано-глинистым составом. В составе свиты залегают песчаные пласты ЮС₂₋₉, которые обладают линзовидным строением и низкими коллекторскими свойствами. Лишь пласты ЮС₂₋₃, залегающие в кровле свиты, имеют коллекторские свойства промышленных классов и относительно устойчивое площадное распространение. К верхней части тюменской свиты приурочен отражающий горизонт Тю₂. Более глубокие отражающие горизонты Тю₄₋₉ связаны с отложениями средней юры.

Накопление ниже-среднеюрских отложений происходило в условиях плоских приморских равнин, на которые в отдельные промежутки времени ингрессировало море (плинсбах, тоар, аален, байос). Следы морских трансгрессий фиксируются в разрезе устойчивыми глинистыми пачками: тогурской, радомской, баграсской. Пласты ЮС₂₋₃ связаны с инициально-трансгрессивными слоями глобальной келловейской трансгрессии, благодаря которой осадконакопление в келловее-поздней юре Западной Сибири происходило в глубоководных морских условиях. Эти отложения объединяются в абалакскую и баженовскую свиты.

Абалакская свита имеет мощность 20–35 м. Сложена тёмно-серыми и чёрными глинами с прожилками кальцита, включением глауконита и прослоями известково-сидеритовых стяжений в верхней части разреза, известковых алевролитов и обильными остатками морской фауны и микрофауны, позволяющими датировать возраст свиты келловеем-кимериджем.

Баженовская свита охватывает стратиграфический диапазон волжский ярус берриас. Свита имеет мощность 25–40 м и сложена чёрными и буроватыми битуминозными глинами с прослоями радиоляритов и глинистых известняков. Породы имеют тонко- и микрослоистое строение. Накопление битуминозных пелитовых осадков, слагающих баженовскую свиту, происходило в условиях морского глубоководья (200–500 м) при дефиците терригенного осадочного материала. Пачка является региональным репером. С отложениями баженовской свиты связан динамически хорошо выраженный отражающий горизонт Б.

Баженовская свита является нижним, наиболее трансгрессивным элементом позднеюрско-неокомского регионального седиментационного суперцикла трансгрессивно-регрессивного типа. Глубоководная ванна, сформировавшаяся в поздней юре, заполнялась неокомскими осадками от периферии к центру бассейна, чем и обусловлена наклонная мегаструктура неокомской осадочной толщи.

В неокоме, в пределах района работ, выделяется ахская и черкашинская свиты, включающие песчаные пласты и маркирующие трансгрессивные глинистые пачки, имеющие большое значение для сейсмогеологической корреляции разрезов.

Ахская свита (берриас-валанжин-готерив) имеет мощность 40–310 м и сложена преимущественно глинами с невыдержанными по простиранию песчаными пластами БС₁, БС₂₋₃, БС₄ и ачимовской толщи. Глины тёмно-серые и зеленовато-серые, от тонкоотмученных до алевролитистых и алевролитовых с остатками водорослей, слюдой, стяжениями пирита, редким и мелким углистым детритом, остатками раковин двухстворок, аммонитов. Песчаники средне-мелкозернистые, алевролитовые, светло-серые, содержат углистый детрит, слюду, слоистость – линзовидная, косая и горизонтальная.

Ачимовская толща включает пласты Ач₁₋₂, которые на исследуемой территории являются возрастным аналогом шельфовых пластов БС₂₋₃. Для отложений ачимовской толщи характерно обилие флюидалных и подводно-оползневых текстур, свидетельствующее о связи ачимовских песчаных тел с мутьевыми потоками и подводными оползнями. Песчаники ачимовской толщи содержат большое количество слюды, глиняные окатыши.

Согласно региональной стратиграфической схеме неокома Западной Сибири (1990 г.) возраст ахской свиты берриас-готерив.

В составе ахской свиты на изучаемой территории выделяется субрегиональный маркирующий горизонт – глинистая пимская пачка мощностью 10–25 м, залегающая в кровле свиты. Пачка является устойчивым репером при геологических и сейсмостратиграфических построениях. К ней приурочен отражающий горизонт Нбс₁.

Черкашинская свита (готерив-баррем) согласно залегает на ахской свите и является регрессивной частью пимского субрегионального седиментационного цикла. В составе свиты выделяются песчаные пласты АС₄–АС₁₂, разделённые глинистыми пачками мелководно-морского генезиса. Песчаные пласты имеют линзовидное строение. К западу от Ай-Пимского вала нижние пласты (АС₁₂, АС₁₁, АС_{11/0}, АС_{10н}, АС₁₀) имеют клиноформное строение. Мощность черкашинской свиты составляет 400–600 м.

Алымская свита аптского возраста трансгрессивно перекрывает черкашинскую свиту. Имеет преимущественно глинистый состав. Глины тёмно-серые, плотные, слюдистые, алевритистые. В нижней части отмечаются прослои алевролитов серых, тёмно-серых, плотных, обычно линзовидно-слоистых. В кровле свиты выделяется глинистый кошайский МГ. С ним связан опорный отражающий горизонт М. Мощность алымской свиты 170–220 м.

На алымской свите согласно (регрессивно) залегает викуловская свита, имеющая преимущественно песчаный состав. Мощность свиты 250–300 м, в кровле её выделяется песчаный горизонт ВК₁. По палинологическим данным возраст викуловской свиты принят аптским.

Хантымансийская свита (альб) трансгрессивно перекрывает викуловскую и сложена глинами (нижняя подсвита), переслаиванием глин и песчаников (верхняя подсвита). Мощность свиты около 300 м – это нижняя трансгрессивная часть хантымансийско-уватского региоциклита.

Уватская свита (альб-сеноман) сложена преимущественно песчаниками субконтинентального генезиса. Мощность свиты 250–270 м. В кровле свиты залегает песчаный горизонт ПК₁.

Вышележащая глинисто-кремнистая толща верхнего мела-палеогена играет роль регионального флюидоупора. В её составе снизу вверх выделяются кузнецовская, березовская, ганькинская, талицкая, люлинворская, тавдинская свиты. Общая мощность толщи превышает 800 м. К основанию толщи приурочен опорный отражающий горизонт Г.

В свою очередь она перекрывается осадками континентального палеогена (некрасовская серия) и четвертичными отложениями мощностью 40–60 м.

Структура (тектоника) объекта

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты по степени изменённости слагающих пород и тектоническим особенностям выделяются три структурно-тектонических этажа. Нижний этаж отвечает геосинклинальному этапу развития фундамента плиты, заканчивающемуся в палеозое, и представлен дислоцированными осадочными и вулканогенными породами. По данным В.С. Суркова и О.Г. Жеро («Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты», 1981 г.) породы под мезо-кайнозойским чехлом являются составными частями всех основных групп формаций: геосинклинальной, срединных массивов, платформенной и рифтовой.

Изучаемая площадь расположена в пределах Уват-Хантымансийского срединного массива байкальского возраста консолидации, в зоне сочленения Ляминского выступа и наложенной впадины фундамента, ограниченной на востоке глубинным разломом субмеридионального простирания.

На промежуточном структурном комплексе залегает слабо дислоцированная мощная толща мезо-кайнозойских пород, накапливавшихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Согласно тектонической карты центральной части Западно-

Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана, исследуемая территория расположена в зоне сочленения двух крупных геоблоков: Фроловской мегавпадины и Среднеобского геоблока.

Северо-Лабатьюганское месторождение расположено в пределах северной половины Северо-Камынской седловины и северного окончания Ай-Пимского вала – структуры I порядка.

Эти структуры в свою очередь осложнены локальными поднятиями II и III порядка. В пределах Северо-Камынской седловины выделяются Новокамынское, Северо-Камынское, Хотыптинские-1,2 ЛП, Верхнехотыптинское, Северо-Хотыптинское, Западно-Хотыптинское, Маломытаяхинские – структуры III порядка.

Все основные структурные поднятия на изучаемой территории были заложены в доюрское время.

Характеристика геологического строения Северо-Лабатьюганского месторождения

Нефтеносными являются пласты черкашинской свиты готерив-барремского возраста – AC_{10}^1 , AC_{11} и юрские отложения баженовской (пласт $ЮC_0$) и тюменской (пласты $ЮC_1$, $ЮC_2^1$) свит.

Месторождение изучено по данным сейсморазведочных работ 2D и 3D (плотность сейсмических профилей 1,8 пог. км/км²) по результатам поисково-разведочного бурения (71 скважина) и эксплуатационного бурения (620 скважин).

В пласте AC_{10}^1 выделена одна залежь нефти в районе скважины № 4Р. По типу залежь – структурно-литологическая, размеры – 0,3×0,5 км. При испытании скважины № 4р дебит нефти составил 15,6 м³/сут. при динамическом уровне 1620 м.

С отбором керна пробурено 8 скважин. Всего по пласту проведено анализов по определению: открытой пористости – 113, проницаемости – 62.

Коэффициент вытеснения и фазовые проницаемости приняты по аналогии с горизонтом AC_{11} .

Геофизические исследования выполнены в 8 скважинах, гидродинамические – в одной.

Параметры нефти приняты по аналогии с горизонтом AC_{11} . Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, маловязкие и вязкие, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

В горизонте AC_{11} выделены 24 залежи нефти. Основная залежь № 1 расположена в верхней части горизонта (пласт AC_{11}^{01-02}). Залежь вскрыта 31 разведочной и 503 эксплуатационными скважинами. По типу залежь литологически ограниченная, размерами 8×62 км. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 33,3 м.

После утверждения запасов нефти ГКЗ Роснедра (2008 год) произошло объединение основных залежей горизонта AC_{11} Северо-Лабатьюганского и Логачёвского месторождений в единую залежь Северо-Лабатьюганского месторождения (рис. 2). Площадь нефтеносности залежи № 1 увеличилась на 12 % (с 195563 до 221075 тыс. м²).

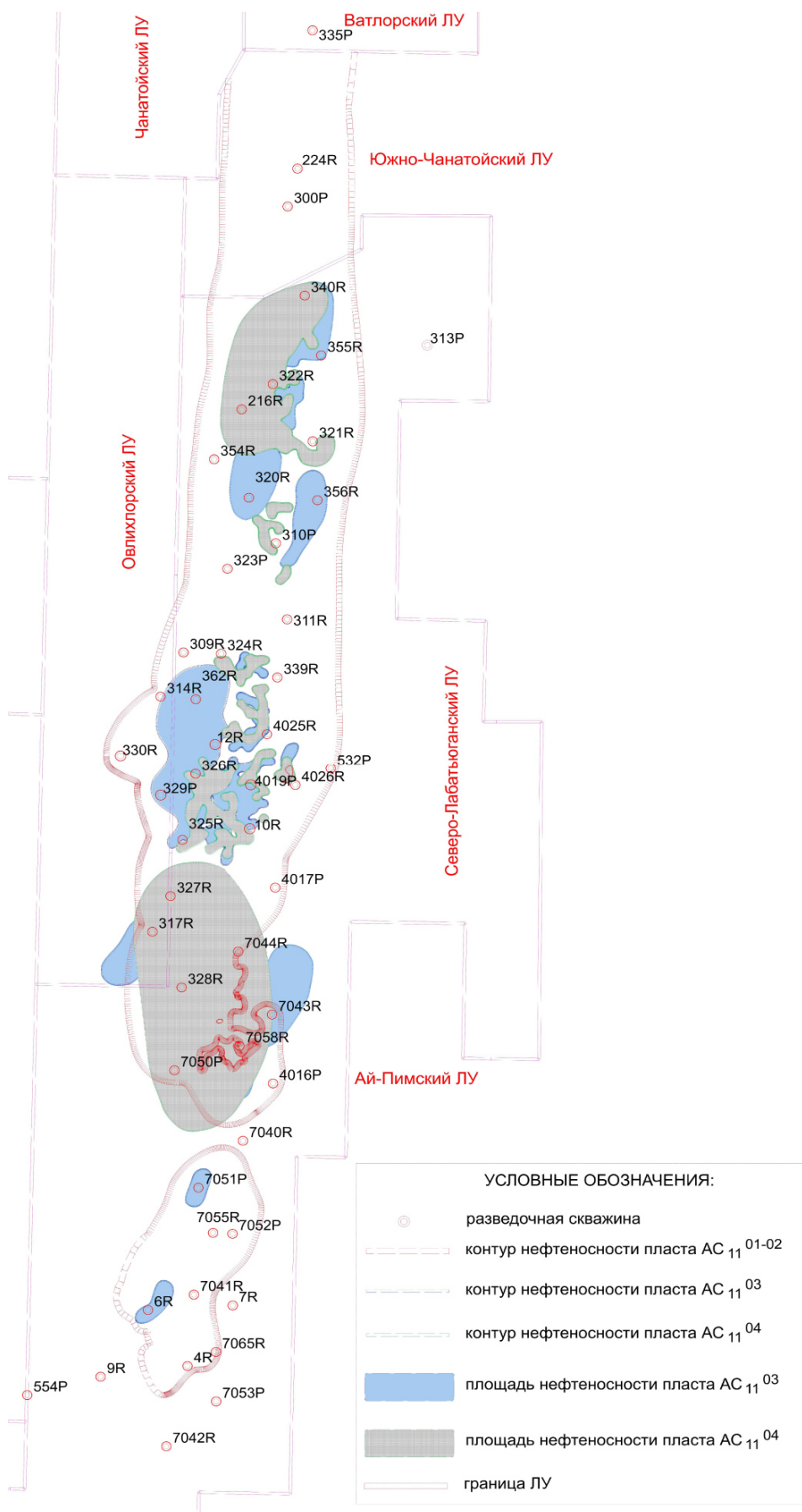


Рисунок 2 – Схема расположения контуров нефтеносности горизонта AC₁₁ Северо-Лабатьюганского месторождения

Остальные залежи месторождения средних и мелких размеров – от 0,5×0,5 до 27×4 км.

По площади продуктивные отложения горизонта развиты неравномерно, представлены отдельными песчано-алевролитовыми телами (ПАТ), состоящими из отдельных линз коллектора. С большой долей условности ПАТ объединены в 3 пласта – AC_{11}^{01-02} (рис. 3 и 4), AC_{11}^{03} (рис. 5) и AC_{11}^{04} (рис. 6).

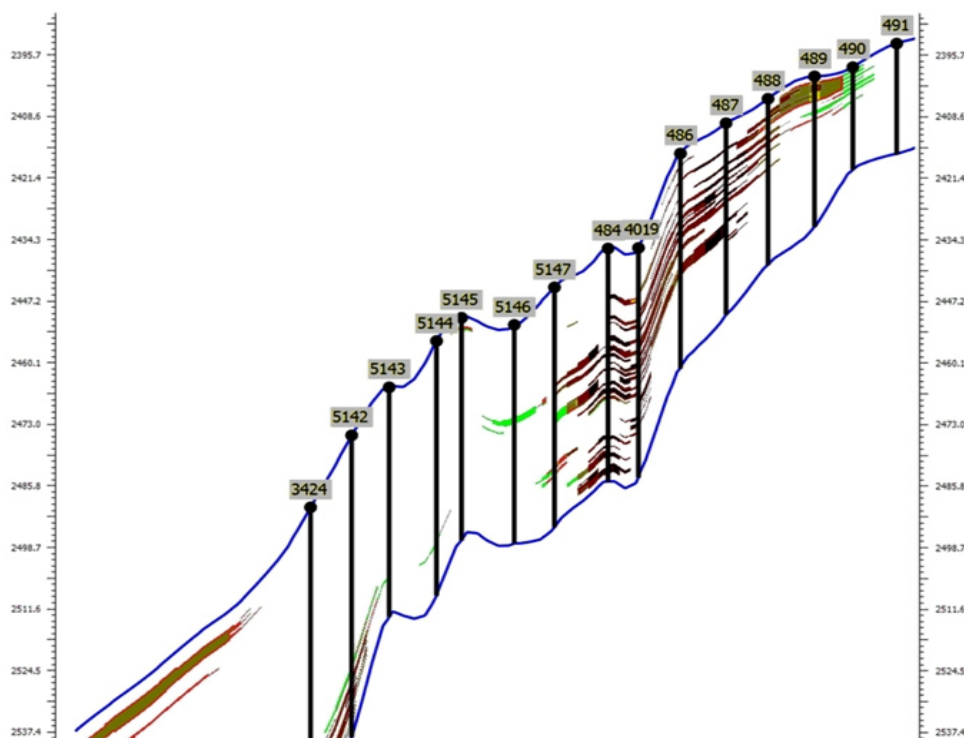


Рисунок 3 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{01}

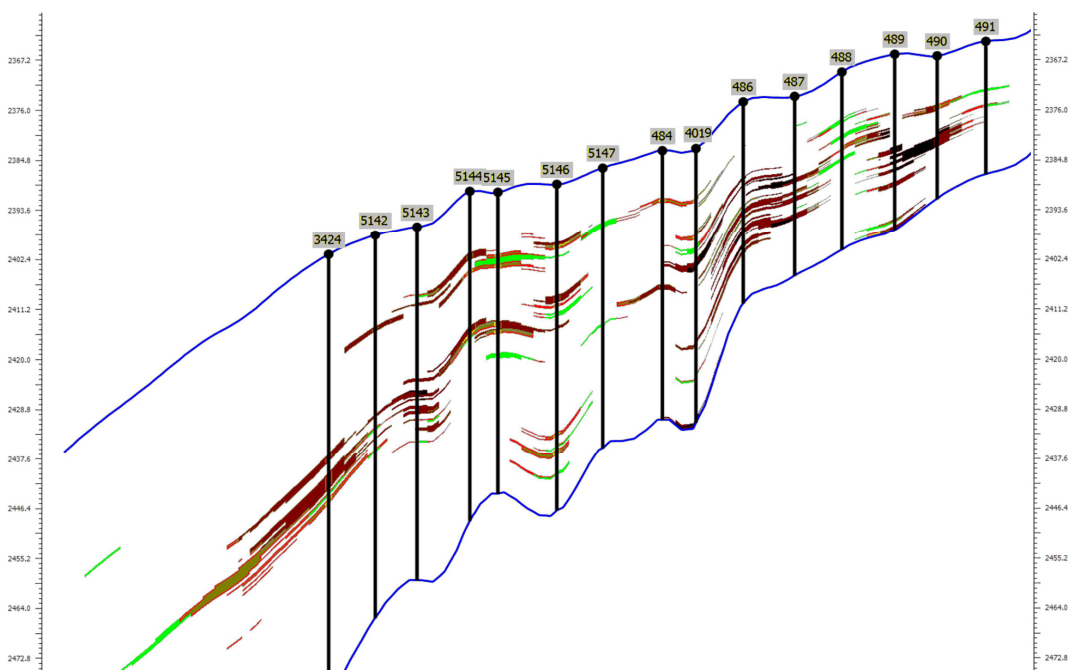


Рисунок 4 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{02}

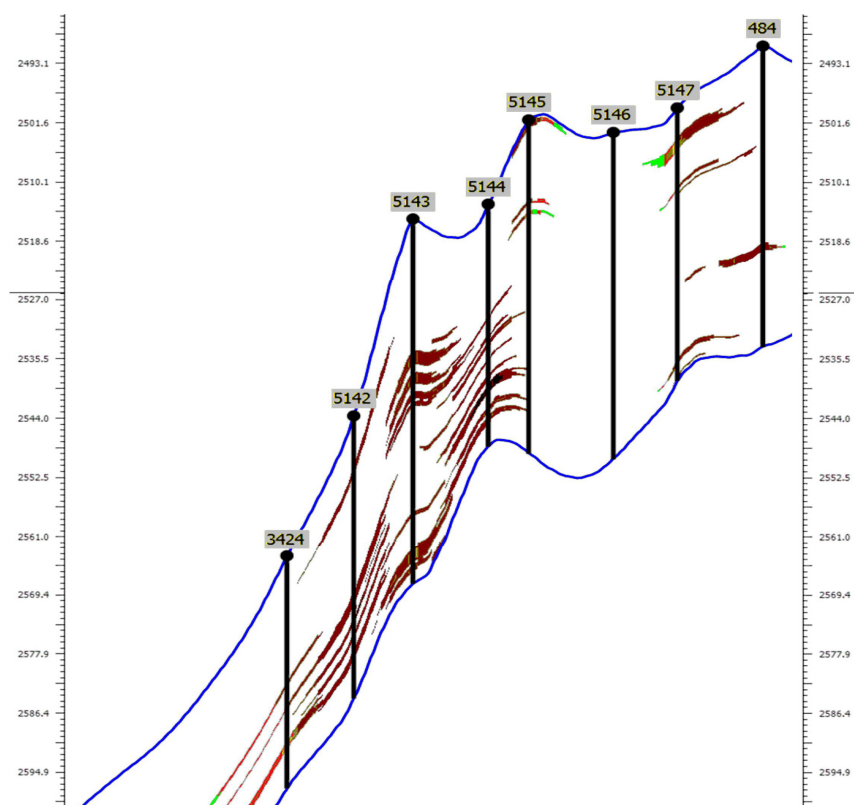


Рисунок 5 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{03}

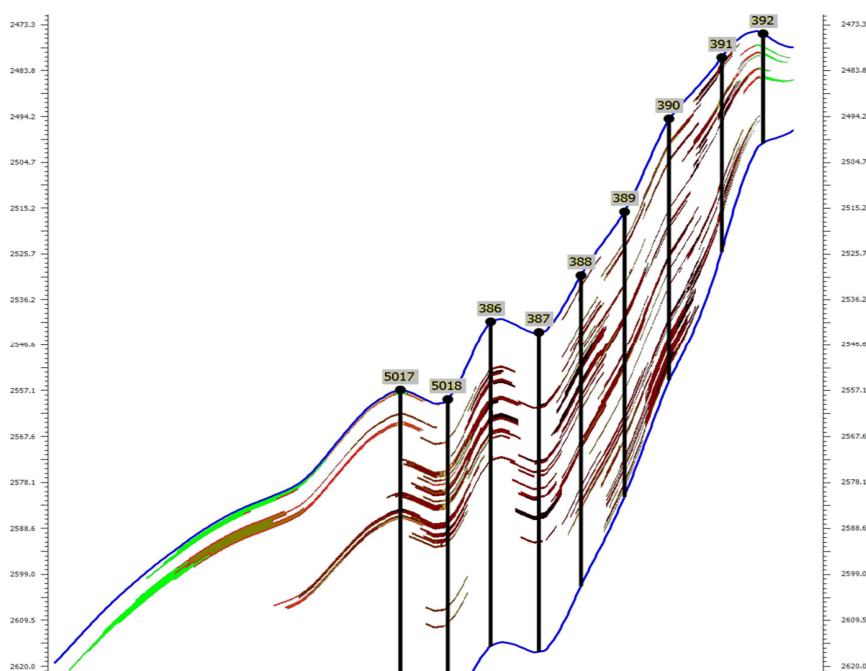


Рисунок 6 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{04}

Коллектора горизонта AC крайне неоднородны по проницаемости. Хорошо – и среднепроницаемые (более 10 мД) интервалы хаотично распространены по всему разрезу горизонта AC и содержат всего 19 % геологических запасов нефти. Проницаемость остальных продуктивных пропластков менее 10 мД.

С отбором керна пробурено 39 скважин. Всего по пласту проведено анализов по определению: открытой пористости – 2228, проницаемости – 944.

Для расчёта коэффициента вытеснения на керне выполнено 48 определений, для расчёта относительных фазовых проницаемостей – 7 лабораторных опытов. Геофизические исследования выполнены в 667 скважинах, гидродинамические – в 90 скважинах.

Параметры нефти изучены на образцах 69 глубинных проб из 31 скважины и 29 поверхностных проб из 9 скважин. Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, маловязкие и вязкие, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

В пласте ЮС0 промышленная нефтеносность установлена в двух скважинах: № 6п, расположенной на севере месторождения, и № 300, расположенной на юго-востоке (рис. 7).

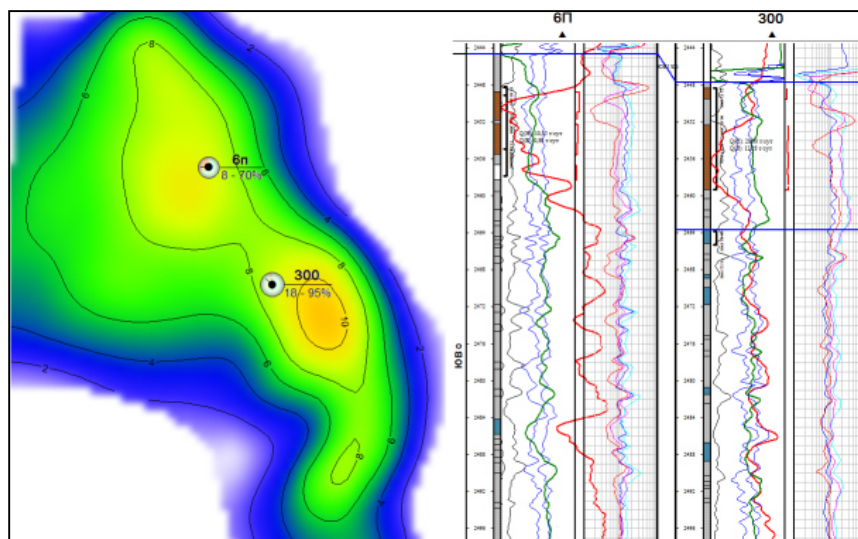


Рисунок 7 – Карта нефтенасыщенных толщин и геологический профиль пласта ЮС0

На современной стадии изученности баженовской свиты не установлены закономерности развития коллекторов в разрезе, зоны нефтеносности в пласте ЮС0 закартированы вокруг скважин с максимальными дебитами.

Залежи пласта ЮС0 ограничены радиусом 1 км вокруг скважины № 6п, где в процессе бурения с помощью пластоиспытателя КИИ-146 получен приток нефти дебитом 6 м³/сут., и вокруг скважины № 300, где получен приток нефти с дебитом 7,7 м³/сут. при депрессии на пласт 11 МПа.

История эксплуатации скважины № 300 показана на рисунке 8.

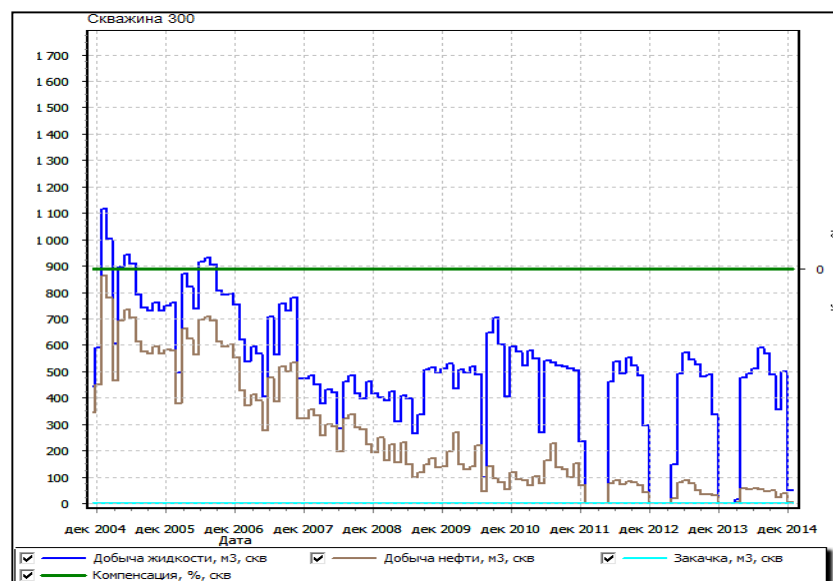


Рисунок 8 – История эксплуатации скважины № 300

С отбором керн пробурено 5 скважин. Всего по пласту проведено 20 анализов по определению открытой пористости.

Коэффициенты вытеснения и относительные фазовые проницаемости для баженских отложений не определяются из-за гидрофобного состояния пород и отсутствия проницаемости по воде (высокие капиллярные силы – более 50 МПа).

Геофизические исследования выполнены в 32 скважинах, гидродинамические – в 22 скважинах.

Параметры нефти изучены на образцах 5 поверхностных проб из четырёх скважин. Параметры дегазированной нефти приняты по аналогии с Ай-Пимским месторождением: нефть сравнительно лёгкая, маловязкая и вязкая, малосмолистая, парафинистая, сернистая.

В пласте ЮС₁ выделена одна залежь нефти. Залежь включена в состав Северо-Лабатьюганского месторождения по решению Роснедр в 2010 году (ранее относилась к Логачёвскому месторождению). По типу залежь пластово-сводовая, вскрыта одной скважиной № 224. Размеры залежи 2,5×8 км, высота – около 10 м. Керн из пласта не отбирался.

Коэффициент вытеснения и фазовые проницаемости приняты по аналогии с юрскими пластами месторождений Сургутского свода.

Геофизические исследования выполнены в одной скважине, гидродинамические – не проводились.

Параметры нефти приняты по аналогии с пластом ЮС₂₁. Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, средней вязкости, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

В пласте ЮС₂₋₁ выделено 5 залежей нефти. Залежи вскрыты 13 разведочными и 2 эксплуатационными скважинами. После утверждения Роснедр запасов нефти (2010 год) к пласту ЮВ₂₋₁ Северо-Лабатьюганского месторождения отнесена залежь ЮС₂ Логачёвского месторождения.

По типу все залежи – структурно-литологические и пластово-сводовые, размеры залежей – от 5×6 км до 7×12,5 км, высота от 14,4 до 77,6 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 8,8 м.

С отбором керн пробурено 10 скважин. Всего по пласту проведено анализов по определению: открытой пористости – 156, проницаемости – 68.

Лабораторные опыты по определению коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей на собственных образцах керн не проводились. Для характеристики пласта использованы результаты исследований юрских пластов месторождений Сургутского свода.

Геофизические исследования выполнены в 23 скважинах, гидродинамические параметры нефти изучены на образцах 5 поверхностных проб из четырёх скважин. Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, средней вязкости, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

Все проведённые на Северо-Лабатьюганском месторождении исследования показывают, что пласт АС₁₀¹ и горизонт АС₁₁ характеризуются нетипично низкими (для данного района) значениями ФЕС. Ухудшение коллекторских свойств в северо-западной части Сургутского свода обусловлено отличными от центральной части условиями формирования пластов. Крайне низкие ФЕС юрских пластов типичны для данного района. Для проектирования параметры пластов приняты по ГИС.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.

Физико-химические свойства нефти и газа

Нефти залежей пластов АС можно охарактеризовать как лёгкие, маловязкие, сернистые и смолистые. Основные параметры пластовой нефти могут варьировать в значительных пределах. Например, на Ай-Пимском валу по направлению от центра

к периферии залежи пласта АС₁₁ происходит изменение давления насыщения от 9,4 до 8,2 МПа. На Черкашинской свите нефть в пластовых условиях имеет меньшую плотность (792 кг/м³) и вязкость (2,02 мПа · с). В компонентных составах нефтяного газа, выделившегося при однократном разгазировании в стандартных условиях преобладает метан (29,21 %), присутствует азот до 6,06 %.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Северо-Лабатьюганского месторождения

Параметры	АС ₁₀ ¹	АС ₁₁ ⁰¹⁻⁰²	АС ₁₁ ⁰³	АС ₁₁ ⁰⁴	ЮС ₀	ЮС ₁	ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания (абс. отм), м	2320	2419	2514	2586	2872	3001	3008
Тип залежи	структурно-литологический			литологически-экранированный			
Тип коллектора	поровый		каверно-трещинно-поровый		поровый		
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	102	515812	103367	132383	6280	20123	235138
Средняя общая толщина, м	17,8	81,2	39,1	48	26,4	13	16
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,3	7,2	2,4	4,7	7	1,95	2,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	–	–	–	–	–	1,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,17	0,17	0,18	0,08	0,1	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,65	0,53	0,53	0,58	0,85	0,9	0,61
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,65	–	–	–	–	–	0,61
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65	0,53	0,53	0,58	0,85	0,9	0,61
Проницаемость, 10 ⁻⁹ мкм ²	5	16	34	40	–	1	1
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,07	0,09	0,06	0,1	0,27	0,15	0,18
Расчленённость, ед.	4	11,6	3,9	6,5	–	3	3
Начальная пластовая температура, °С	77	85	85	85	95	103	103
Начальное пластовое давление, МПа	23,3	24,6	25,3	26,1	34	30	30
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	1,52	1,52	1,52	1,52	1,98	0,42	1,12-2,19
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м ³	0,766	0,766	0,766	0,766	0,779	0,671	0,753-0,813
Плотность нефти в поверхностных условиях, мПа · с	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854-0,861	0,802	0,853-0,871
Абсолютная отметка ВНК, м	2321,5						2943,3-3038,2
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,22	1,22	1,22	1,22	1,176	1,429	1,114-1,214

Таблица 2 – Характеристика нефти продуктивных пластов

Показатели	Объект						
	АС ₁₀ ¹	АС ₁₁ ⁰¹⁻⁰²	АС ₁₁ ⁰³	АС ₁₁ ⁰⁴	ЮС ₀	ЮС ₁	ЮС ₂ ¹
Плотность при 20 °С, кг/м ³	849	850	856	856	904	904	886
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа · с	10,0	17,0	10,0	10,6	85,0	20,0	20,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	3,0	–	2,3	2,3	–	14,2	14,2
Газовый фактор, м ³ /т	55	–	64	62	–	21	21,5
Давление насыщения, МПа	8,8	–	8,4-9,6	8,4-9,6	5,2	5,5	5,6
Содержание, %							
серы	1,5	1,1	1,5	1,5	3,7	2,8	2,8
смола	6,6	13,9	8,1	9,5	13,6	17,2	12,4
асфальтенов	3,2	2,6	4,1	2,5	4,5	5,1	5,1
парафинов	3,2	5,4	5,0	5,0	2,9	4,1	3,4

Нефть баженовской толщи также имеет различные параметры. Так, давление насыщения нефти газом изменяется от 2,5 до 6,85 МПа. В компонентных составах нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти выделены углеводородные соединения от метана до гексана. Сероводород присутствует в количестве 0,8-1,4 %. Газосодержание меняется от 13,3 до 27,3 м³/т и в среднем составляет 22,0 м³/т. В целом нефть терригенной толщи нижнего карбона высоковязкая, тяжёлая, смолистая и парафинистая.

Свойства и характеристика поверхностной нефти и газа приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 3 – Характеристика попутного газа продукции скважин

Показатели	Пласт		
	АС10	АС11	ЮС
Относительная плотность	–	1,052	1,191
Молекулярный вес	28,9	29,9	35,7
Содержание в газе, %			
углекислоты	–	–	5,1
сероводорода	–	–	0,7
азота	0,7	12,3	20,7
метана	44,3	40,4	23,6

Пластовые воды пластов АС представляют собой хлоркальциевые рассолы. Общая минерализация их составляет 275 г/л, а плотность достигает 1190 кг/м³. Газосодержание в водах составляет 2,73 м³/т. В составе воды терригенной толщи нижнего карбона преобладают ионы хлора и натрия. Содержание ионов хлора и натрия соответственно равно 4,49 и 3,3 млн молей/м³, общая минерализация достигает 8,68 млн молей/м³.

Данные исследований показали, что состав газа горизонтов АС₁₀ и АС₁₁ практически одинаковый. Газ пласта ЮВ0 отличается меньшим содержанием азота и пропана и большим содержанием метана и этана.

Характерным для девонских попутных газов является:

- отсутствие сероводорода;
- относительная плотность выше единицы (1,0521);
- содержание азота 13,3 % по объёму;
- относятся к жирным газам.

Относительная плотность газа, растворённого в нефти терригенного карбона, составляет 0,980; плотность газа – 1,0529.

Содержание гелия в продукции скважин составляет 0,051–0,055 % по объёму, аргона – до 0,041 %.

История проектирования разработки месторождения

На разработку Северо-Лабатьюганского месторождения составлено 3 проектных технологических документа.

В 2003 году составлен первый проектный документ – «Технологическая схема ОПР Северо-Лабатьюганского месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО от 08.04.2003 г. № 395).

В 2005 году выполнен «Анализ разработки Северо-Лабатьюганского месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО от 29.08.2005 г. № 695), в котором программа опытно-промышленных работ и проектные показатели были уточнены в связи с включением в Северо-Лабатьюганское месторождение ранее самостоятельных Западно-Ай-Пимского и Северо-Ай-Пимского месторождений.

В 2006 и 2007 гг. выполнены «Авторские надзоры за разработкой Северо-Лабатьюганского месторождения» (протоколы ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 24.10.2006 г. № 829 и от 27.09.2007 г. № 947).

В 2008 году ТО «СургутНИПИнефть» составлена «Технологическая схема разработки Северо-Лабатьюганского месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 25.11.2008 г. № 1098). Основные положения:

- По пласту AC_{10}^1 – разработка залежи одной скважиной № 4р.
- По горизонту AC_{11} – разбуривание единой сеткой скважин, расположенных по девятиточечной системе с плотностью сетки 16 га/скв. с проведением индивидуальных гидроразрывов пластов AC_{11}^{01-02} , AC_{11}^{03} и AC_{11}^{04} на стадии строительства скважин, постепенный (по мере изучения геологического строения) переход от девятиточечной к очагово-избирательной системе.
- По пласту $ЮC_0$ – опытно-промышленная разработка залежи 5 горизонтальными добывающими скважинами на естественном режиме. Плотность сетки – 50 га/скв.
- По пласту $ЮC_2^1$ – опытно-промышленная разработка с размещением скважин по пятиточечной системе с плотностью сетки 16 га/скв.
- Проведение ГРП на стадии строительства скважин.
- Проектные уровни (запасы категорий BC_1):
 - добычи нефти – 3351 тыс. тонн/год;
 - добычи жидкости – 9146 тыс. тонн/год;
 - отбора растворённого (попутного) газа – 292 м³/год;
 - закачки воды – 10977 тыс. м³/год.
- Фонд скважин всего – 1770 (рис. 9), в том числе:
 - добывающих – 946;
 - нагнетательных 792;
 - наблюдательных – 9;
 - водозаборных – 23.
- Скважин с боковыми стволами – 91.
- Фонд скважин для бурения всего – 1538, в том числе:
 - добывающих – 797;
 - нагнетательных – 738;
 - наблюдательных – 3.
- Фонд скважин для зарезки боковых стволов при КРС – 89.

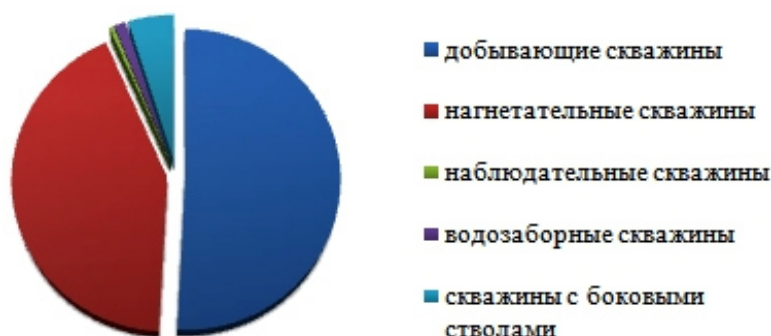


Рисунок 9 – Фонд скважин Северо-Лабатьюганского месторождения

Состояние разработки Северо-Лабатьюганского месторождения

Северо-Лабатьюганское месторождение открыто в 2000 году, введено в опытно-промышленную разработку в 2004 году. Промышленная разработка месторождения ведётся с 2009 года. В разработке находятся два эксплуатационных объекта: АС₁₀¹ и АС₁₁.

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении отобрано 6519,7 тыс. тонн нефти, в том числе: из горизонта АС₁₁ 6519,4 тыс. тонн, из пласта АС₁₀¹ – 0,3 тыс. тонн. Текущий КИН составил 0,026 (от запасов разрабатываемых пластов по категориям ВС₁ – 248246 тыс. тонн) при обводнённости продукции 30,1 %. Накопленная добыча жидкости – 8534,3 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 10830,7 тыс. м³, накопленная компенсация – 95,6 %, текущая компенсация – 100 %. В 2004–2008 гг. добыча нефти на месторождении соответствовала проектной величине (рис. 10). При этом темпы освоения месторождения выше проектных. В 2016 году объём бурения достиг 537 тыс. м/г при проектном – 476 тыс. м/г. В эксплуатацию введено 166 добывающих скважин (проект – 135).

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении пробурено 605 скважин, в том числе: добывающих – 425, нагнетательных – 148, водозаборных – 23, наблюдательных – 9. Коэффициенты использования фонда скважин: добывающих – 0,93, нагнетательных – 0,93. Коэффициенты эксплуатации действующего фонда скважин: добывающих – 0,98, нагнетательных – 0,98.

Утверждённый проектный фонд (1770 скважин) реализован на 34 %.

Объект АС₁₀ разрабатывается одной скважиной № 4Р совместно с горизонтом АС₁₁. Из пласта отобрано 0,26 тыс. тонн нефти. В 2018 году скважиной отобрано 0,018 тыс. тонн, дебит скважины по нефти – 0,1 тонн/сут., по жидкости 3,6 тонн/сут., обводнённость – 98,6 %. В 2021 году планируется выполнить ремонтные работы по изоляции горизонта АС₁₁.



Рисунок 10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения

На объекте АС₁₁ реализуется утверждённая девятиточечная система разработки. Накопленная добыча нефти составляет 6519,4 тыс. тонн, отборов НИЗ 8,9 % при текущей обводнённости 30,1 %, текущий КИН – 0,027.

В 2018 году добыча нефти по объекту поставила 3119,1 тыс. тонн, добыча жидкости – 4459,2 тыс. тонн, закачка воды – 5793,4 тыс. м³. На объекте пробурено 576 скважин, в том числе: добывающих – 420, нагнетательных – 147, наблюдательных – 9. Добывающие скважины эксплуатировались со средним дебитом нефти 27 тонн/сут., жидкости – 38,6 тонн/сут. Забойные давления в скважинах в среднем равны 14,1 МПа.

Во всех добывающих скважинах проводится ГРП, что позволяет увеличить производительность скважин в среднем в 2 раза.

Запроектированная площадная девятиточечная система разработки до конца не сформирована, для поддержания пластового давления в пласт закачано 8300,7 тыс. м³ воды, в том числе в 2018 году – 5793,4 тыс. м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 95,6 %, текущая – 100 %.

При начальном пластовом давлении 24,8 МПа текущее пластовое давление составляет 24,3 МПа. Максимальное снижение давления до 19,3 МПа отмечается на участках с пока несформированной системой ППД. Максимальное пластовое давление, зафиксированное в нагнетательных скважинах, – 33 МПа. Нагнетательные скважины работают со средней приёмистостью 208,2 м³/сут.

Проводимые на месторождении опытные работы по оценке влияния закачки воды на продуктивность объекта показали, что в процессе формирования системы дебит нефти увеличивается в 1,5 раза. Увеличение закачиваемых объёмов воды привело к увеличению дебитов нефти в 79 % скважин, к уменьшению дебитов нефти за счёт роста обводнённости в 21 % скважин. Вероятность получения отрицательного эффекта от увеличения приёмистости нагнетательных скважин выше на более неоднородных участках.

Разобшение горизонта на более мелкие объекты на начальной стадии разработки признано преждевременным в связи с существенными потерями в текущей добыче нефти и снижением эффективности ГРП на нижних пластах при заводнённых верхних.

Проведём анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов. На объекте выполнены опытные работы по зарезке трёх горизонтальных боковых стволов (2 – в 2017 году, 1 – в 2018 году), на основании которых сделан вывод о том, что данное мероприятие эффективно для выработки запасов из пропластков повышенной проницаемости, для выработки запасов из низкопроницаемых пропластков следует применять в боковых стволах ГРП.

Исследования по контролю за выработкой запасов нефти объекта АС₁₁ промыслово-геофизическими методами проведено в 74 добывающих, 94 нагнетательных и 9 наблюдательных скважинах.

Перфорацией вскрыто 95 % эффективной нефтенасыщенной толщины, вовлечено в разработку – 67 %. Не вовлечёнными остаются наименее проницаемые интервалы.

Обводнённость продукции скважин связана с выносом технической воды, поступившей в пласт при гидроразрыве пласта и прохождением фронта закачиваемой воды (отмечается в 25 исследованных добывающих скважинах).

В 2018 году выполнены исследования по закачке индикаторной жидкости. Участок проведения трассерных исследований включает нагнетательную скважину № 488 и 7 добывающих скважин, на основании которых установлено направление каналов низкого фильтрационного сопротивления и трещин, образовавшихся при ГРП, по которым наблюдаются прорывы пластовых и закачиваемых вод.

На месторождении пробурено 9 наблюдательных скважин, в которых ежегодно проводятся исследования по определению текущей нефтенасыщенности объекта методом С/О каротажа. По результатам данных исследований определяются текущие коэффициенты вытеснения нефти по скважинам.

Программа ГТМ выполняется. За период 2004–2018 гг. на месторождении проведено 612 скважино-операций по воздействию на пласты (было запланировано – 678), в том числе:

- ГРП в 531 скважине (было запланировано 527);
- 57 ОПЗ физико-химическими методами (солянокислотные и глинокислотные ОПЗ, комбинированное химико-депресссионное воздействие и др.) при плане – 95 скважино-операций;
- 4 перфорационных воздействия (было запланировано 16);
- 3 ремонтно-изоляционных мероприятия (было запланировано 17);
- 15 закачек потокоотклоняющих и нефтеотмывающих составов (было запланировано 14);
- 2 гидродинамических воздействия (было запланировано 9);
- проведена зарезка трёх боковых стволов (не планировалось).

Литература

1. Дополнение к проекту разработки Северо-Лабатьюганского месторождения. – М. : ОАО ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, 2009.
2. Технологическая схема разработки Северо-Лабатьюганского месторождения. – М. : ОАО ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, 2009.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов. [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов. [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
15. Бузанов И.В. Анализ методов интенсификации на Северо-Лабатьюганском месторождении // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Проблемы геологии и освоения недр» (06–10 апреля 2020 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 169–170.
16. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точность формул для расчёта дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 12. – С. 5–6.
17. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
18. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
19. Кичкимбаев Р.М., Платонов В.Э. Характеристика состояния разработки Северо-Лабатьюганского месторождения // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Наука и инновации в современных условиях» (18 октября 2018 года, г. Казань) / в 2 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2018. – № 2. – С. 27–29.

20. Кошина А.Р., Корогод О.А. Интенсификация добычи нефти с применением технологии многостадийного гидроразрыва пласта на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Материалы III Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК»* (17-18 мая 2019 года, г. Сургут). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 52–55.
21. Минханов И.Ф. Анализ технологий интенсификаций добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на Северо-Лабатьюганском нефтяном месторождении // *Материалы Международной научно-практической конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону»* (16-20 мая 2016 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 174–177.
22. Минханов И.Ф., Мамчистова Е.И., Хайруллин А.А. Оценка эффективности гидropескоструйной перфорации и последующей кислотной обработки на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Успехи современного естествознания*. – 2017. – № 10. – С. 90–95.
23. Орловский С.Л. Анализ эффективности проведённых ГРП на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Сборник научных трудов «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения»*. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2018. – С. 205–209.
24. Орловский С.Л. Анализ методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Сборник научных трудов «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения»*. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2018. – С. 210–213.
25. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок [и др.] // *Инженер-нефтяник*. – 2018. – № 4 (45). – С. 59–65.
26. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // *Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования*, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
27. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // *Территория НЕФТЕГАЗ*. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

References

1. Addendum to the development project of Severo-Labatyuganskoye field. – M. : Krylov VNIIneft. A.P. Krylov, 2009.
2. Technological development scheme of Severo-Labatyuganskoye field. – M. : Krylov VNIIneft. A.P. Krylov, 2009.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov. Popov. [et al.] – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov. [et al.] – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
12. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
13. Technologies and principles of development of multilayer fields / D.A. Berezovsky [et al.] // *Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiiy Vestnik)*. – 2017. – № 1. – P. 33–50.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // *Bulatov Readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.

15. Buzanov I.V. Analysis of intensification methods at Severo-Labatyuganskoye field // Proceedings of XXIV International symposium named after academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Problems of geology and development of mineral resources». (April 06–10, 2020, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2020. – P. 169–170.
16. Griguletsky V.G. Main assumptions and accuracy of formulas for calculation of horizontal wells flow rate // Oil economy. – 1992. – № 12. – P. 5–6.
17. Griguletsky V.G. Field watering is a radical issue of the Russian oil and gas industry today // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
18. Griguletsky V.G. Field watering - a radical issue of modernity of the Russian oil and gas industry // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
19. Kichkimbayev R.M., Platonov V.E. Characteristics of the state of development of Severo-Labatyuganskoye field // Collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference «Science and Innovation in Modern Conditions». (October 18, 2018, Kazan) / in 2 parts. – Sterlitamak : AML, 2018. – № 2. – P. 27–29.
20. Koshina A.R., Korogod O.A. Intensification of oil production with the use of multi-stage hydraulic fracturing technology in the North Labatyuganskoye field // Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference «Actual problems of scientific knowledge. New technologies of fuel and energy complex» (May 17–18, 2019, Surgut). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2019. – P. 52–55.
21. Minhanov I.F. Analysis of oil production intensification and enhanced oil recovery technologies in North-Labatyugansk oil field // Materials of the International scientific-practical conference «New technologies for oil and gas region» (May 16-20, 2016, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2016. – P. 174–177.
22. Minkhanov I.F., Mamchistova E.I., Khayrullin A.A. Evaluation of the effectiveness of hydro-sand perforation and subsequent acid treatment at the North Labatyuganskoye field // Advances in Modern Natural Science. – 2017. – № 10. – P. 90–95.
23. Orlovsky S.L. Analysis of Efficiency of Hydraulic Fracturing at Severo-Labatyuganskoye Field // Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and solutions». – Ufa : Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2018. – P. 205–209.
24. Orlovsky S.L. Analysis of production intensification and oil recovery enhancement methods in the Severo-Labatyuganskoye field // Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and solutions». – Ufa : Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2018. – P. 210–213.
25. Optimization of the field injection well stock at the late stage of development based on the results of tracer studies analysis (on the example of Dysh field) / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4 (45). – P. 59–65.
26. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
27. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

УДК 622.243.27

**ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ
ПЛАСТА АВ₄₋₅ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПУТЁМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВолов**



**EVALUATION OF RESIDUAL RESERVES FOR THE AV₄₋₅ FORMATION
OF THE SAMOTLORSKOYE FIELD BY DRILLING SIDETRACKS**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер по бурению
управления супервайзинга бурения,
АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук, доцент,
кафедра оборудования нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Шаблий Илья Игоревич

ведущий специалист,
ООО «РН – Морской терминал Туапсе»
ilyashabliy0209@gmail.com

Аннотация. С каждым годом на Самотлорском месторождении всё большую актуальность приобретает проблема выработки остаточных запасов углеводородов. Основные факторы, влияющие на выработку остаточных запасов углеводородов: 1) количество новых крупных месторождений, вводимых в разработку и эксплуатацию, снижается с 17 до 11 %; 2) обводнённость добываемой продукции достигает 75–95 % с ежегодным её приростом на 4–5 %. Также стоит отметить, что при увеличении количества ремонтных работ, в том числе РИР, на данном месторождении на 35–40 % ежегодно растёт количество обводнившихся скважин в 1,5–2,0 раза быстрее, чем планируется. Одним из наиболее перспективных направлений в области разработки нефтяных месторождений и вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти наряду с новыми усовершенствованными физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи, несомненно, являются горизонтальные технологии бурения и добычи природных углеводородов. Они являются одними из самых перспективных и финансово обоснованных методов в области разработки и доработки месторождений с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами.

Ключевые слова: оценка остаточных извлекаемых запасов на Самотлорском месторождении; основные типы профилей скважин с боковыми стволами; выбор скважин-кандидатов для бурения боковых стволов; результаты проведения операций по резке боковых стволов на Самотлорском месторождении; анализ выработки остаточных запасов Самотлорского месторождения путём бурения боковых стволов.

Antonov Evgeniy Nikolaevich

Lead Drilling Engineer
of the Supervising Drilling Department,
JSC «Samotlorneftegaz»
evgeniy_kz@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Shabliy Ilya Igorevich

Leading Specialist,
«Rosneft – Morskoy Terminal Tuapse» LLC
ilyashabliy0209@gmail.com

Annotation. Every year the problem of developing residual hydrocarbon reserves on the Samotlorskoye field becomes more and more urgent. The main factors affecting the development of residual hydrocarbon reserves: 1) the number of new large fields put into development and operation decreases from 17 to 11 %; 2) the water cut of the produced products reaches 75–95 % with an annual increase of 4–5 %. It is also worth noting that with an increase in the number of repairs, including repair and insulation works, the number of flooded wells in this field is growing by 35–40 % annually 1,5–2,0 times faster than planned. One of the most promising areas in the development of oil fields and involvement in industrial development of hard-to-recover and residual oil reserves, along with new improved physicochemical methods of enhanced oil recovery, are undoubtedly horizontal technologies for drilling and production of natural hydrocarbons. They are one of the most promising and financially sound methods in the field of development and additional development of deposits with hard-to-recover and residual reserves.

Keywords: assessment of residual recoverable reserves on the Samotlorskoye field; main types of well profiles with sidetracks; selection of candidate wells for sidetracking; results of sidetracking operations on the Samotlorskoye field; analysis of the development of residual reserves of the Samotlorskoye field by drilling sidetracks.

Оценка остаточных извлекаемых запасов на Самотлорском месторождении

Самотлорское месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризуется падающей добычей и высокой обводнённостью. Проблема извлечения остаточных запасов на завершающей стадии разработки углеводородных залежей с каждым годом приобретает все большую значимость на месторождении Самотлор. Оценка остаточных запасов представлена на рисунке 1.

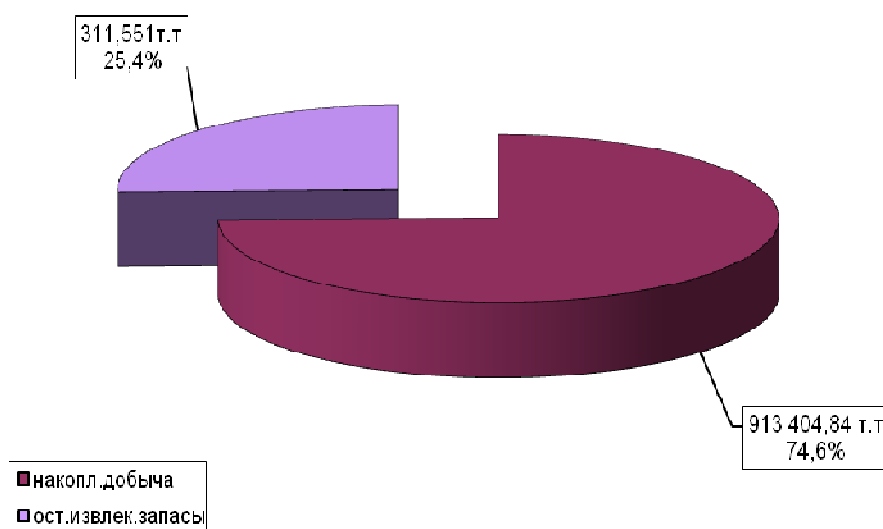


Рисунок 1 – Соотношение остаточных извлекаемых запасов нефти и накопленной добычи по Самотлорскому месторождению

Оценка остаточных запасов на Самотлорском месторождении по объектам представлена на рисунке 2.

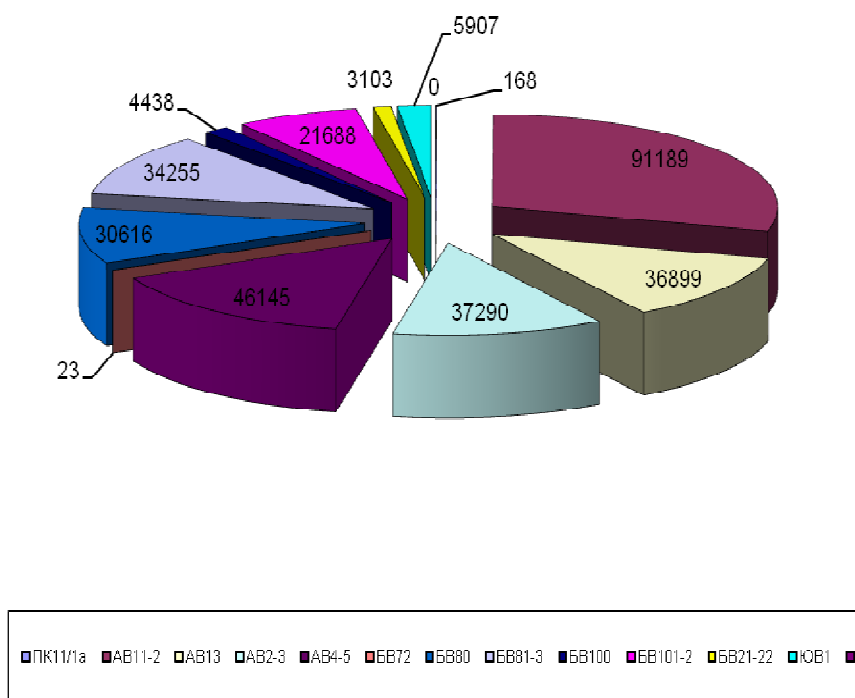


Рисунок 2 – Оценка остаточных запасов по объектам на Самотлорском месторождении

Основные типы профилей скважин с боковыми стволами

Выбор профилей скважин является основой проектирования горизонтальных, боковых стволов. Их выбор зависит от принятой на предприятии системы разработки месторождения или отдельного объекта, а также геологических и технических условий для проведения буровых работ.

Существует несколько типов профилей, применяемых в СНГ и за рубежом. Основные критерии выбора профиля:

- форму профиля бокового ствола;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривлённого участка.

Можно выделить три группы профилей боковых (горизонтальных) стволов (рис. 3):

- I – трёхинтервальный профиль;
- II, III – двухинтервальный профиль;
- IV – четырёхинтервальный профиль.

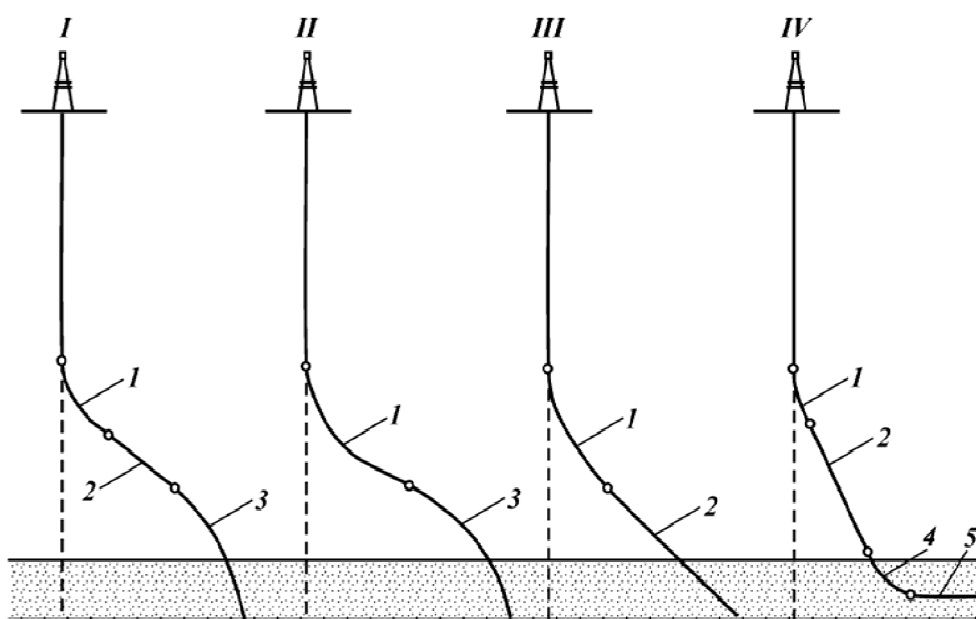


Рисунок 3 – Типы профилей:

- I – трёхинтервальный;
- II, III – двухинтервальный;
- IV – четырёхинтервальный; участки:
- 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации;
- 3 – падения зенитного угла;
- 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

В практике бурения боковых стволов радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и технического оснащения бригад составляют 60–660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью бокового ствола задачи. В одних случаях, например, при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать небольшой отход от старого забоя. В других случаях, например, при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола.

Выбор скважин-кандидатов для бурения боковых стволов

Гидроразрывы, повторная перфорация, восстановление коллекторских свойств пласта при обработке кислотой и новое заканчивание скважины – всё это широко применяемые методы увеличения продуктивности существующих скважин, а значит и

чистой текущей стоимости на старых месторождениях. На сегодняшний день использованию боковых стволов уделяют особое внимание в связи с тем, что можно существенно повысить нефтеотдачу из загрязнённых или же истощённых пластов, а также это один из лучших методов по вскрытию новых пластов, ещё не вовлечённых в разработку, с наименьшими финансовыми вложениями.

Во многих случаях применение традиционных технологий и технических средств может оказаться неэффективным или нецелесообразным. В старых скважинах бурение боковых стволов можно считать наилучшим техническим решением, если есть надёжное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом (рис. 4). Бурение боковых стволов из существующих скважин дешевле, чем строительство новых скважин. Кроме того, траектория бокового ствола проходит вблизи старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов.

Если существующая скважина вскрыла газовую шапку или прошла вблизи неё, а также при наличии подстилающей воды, то содержание газа или воды (зачастую и того и другого) в добываемой продукции скважины обычно увеличивается. При отсутствии газовой шапки традиционным способом отсрочить прорыв воды является перфорация только верхней части продуктивного интервала. Однако во многих случаях при радиальном притоке флюида создаваемой депрессии бывает достаточно, чтобы подтянуть воду к зоне перфорации в виде конуса (рис. 5). Достигнув нижних перфорационных отверстий, вода, благодаря её большой подвижности, может стать основным компонентом продукции скважины.

При сильном подпоре «нижней» воды обводнение скважины может иметь место даже при отсутствии водонефтяного контакта повышенной подвижности (под подвижностью понимается отношение проницаемости к вязкости; относительно лёгкая сырая нефть обладает достаточно высокой вязкостью и, соответственно, имеет меньшую подвижность, чем пластовая вода).

Как правило, стволы горизонтальных скважин располагают ближе к кровле продуктивного пласта, поэтому перепад давления, перпендикулярный к оси скважины, приводит к подъёму воды в виде треугольной призмы, а не конуса (рис. 6). Для образования такой призмы необходимо вытеснить гораздо больше нефти, чем для образования конуса, т.е. отдача пласта увеличивается даже за счёт геометрических характеристик водяного потока.

В отложениях, склонных к выносу песка, бурение боковых стволов может исключить необходимость спуска дорогостоящих гравийных фильтров, используемых для борьбы с песком. В отличие от вертикальных горизонтальные скважины позволяют отбирать столько же или больше продукции при значительно меньших депрессиях на пласт.

Также одним из преимуществ использования боковых стволов является то, что условия для вскрытия многопластовых месторождений значительно улучшаются. Если пласты лежащие друг над другом имеют необходимую мощность для вскрытия их горизонтальными стволами, то целесообразно будет использовать бурение нескольких боковых стволов расположенных друг за другом и проведенных из одной скважины. В зависимости от интенсивности притока в каждом пласте, меняя протяжённость вскрытия каждого из них, можно поддерживать на одном уровне удельную отдачу в каждом из пластов.

Более дешёвым решением этой проблемы является вскрытие всех пластов одним наклонным боковым стволом. При проектировании траектории такого бокового ствола можно предусмотреть увеличение протяжённости вскрытия пластов с меньшими дебитами, чтобы поддерживать удельную отдачу пластов на приблизительно одинаковом уровне. Однако в случае обводнения одного из высокопроизводительных пластов, изолировать его будет гораздо трудней, чем в многоствольной скважине.


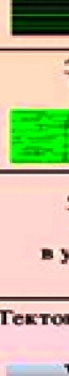




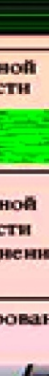

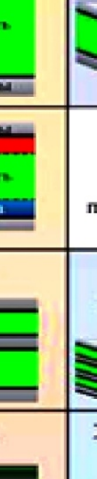




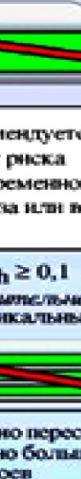



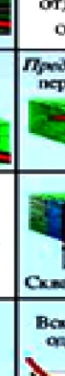










Характер дренажной зоны	Траектория скважины	
	Наклонные скважины	Горизонтальные скважины
Проницаемость (k), мД	Вертикальная, k_v	Горизонтальная, k_h
<p>Гомогенный пласт большой мощности без газовой шапки или подстилающей воды</p> <p>$k_v/k_h \geq 0,1$</p> 	<p>Низкая k_v</p> 	<p>Высокая k_v</p> 
<p>Гомогенный пласт большой мощности с газовой шапкой и/или подстилающей водой</p> 	<p>Не рекомендуется ввиду риска преждевременного прорыва газа или воды</p>	<p>Предпочтительнее параллельные стволы с увеличенными просветами между ними</p> 
<p>Многослойная зона</p> 	<p>$k_v/k_h \geq 0,1$ предпочтительнее, чем вертикальные</p> 	<p>Параллельные стволы на разной глубине с коллективным регулированием притока</p> 
<p>Мелкослойная толща</p> 	<p>Желательно пересечь как можно больше слоев</p> 	<p>Не рекомендуется, так как при малой вертикальной проницаемости дебит и отдача пластов могут оказаться низкими</p>
<p>Зона естественной трещиноватости</p> 	<p>Пересекать вертикальн. и горизонт. трещины</p> 	<p>Предпочтительнее горизонт. пересекать трещинами</p> 
<p>Зона естественной трещиноватости в условиях заводнения</p> 	<p>Короткие, разнесенные параллельные, перпендикулярные трещинам</p> 	<p>Скваж. для нагнетания воды</p> 
<p>Тектонически изолированные залежи</p> 	<p>Скважина должна вскрыть несколько залежей</p> 	<p>Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами</p> 
<p>Стратиграфически изолированные залежи</p> 	<p>Скважина должна вскрыть несколько залежей</p> 	<p>Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами</p> 
<p>Продолговатые залежи (вид сверху)</p> 	<p>Несколько наклонных боковых стволов из основного ствола</p> 	<p>Одна скважина должна пересечь несколько залежей</p> 
<p>Залежи в круто падающих пластах</p> 	<p>Одна скважина должна пересечь несколько пластов</p> 	<p>Предпочтительно вскрыть каждый пласт отдельным боковым стволом.</p> 

Рисунок 4 – Оптимизация добычи

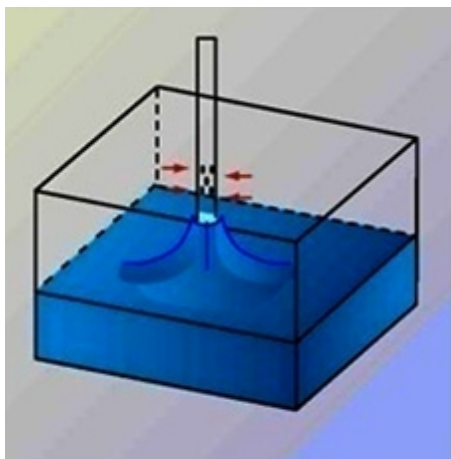


Рисунок 5 – Образование конуса и прорыв воды в скважину

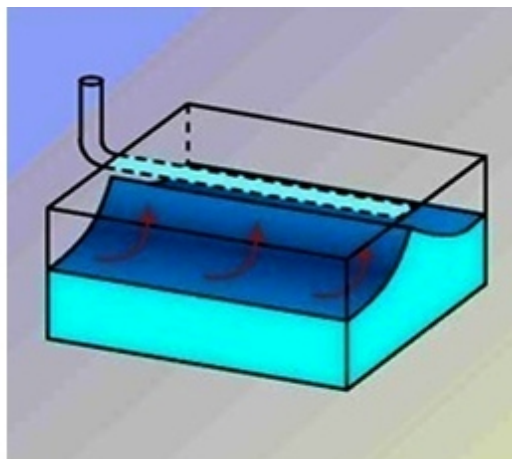


Рисунок 6 – Образование призматического гребня воды

В сравнении с вертикальной скважиной, наклонный боковой ствол может значительно увеличить отбор из тонкослоистого месторождения, где из-за малой мощности невозможно разместить горизонтальный ствол в каждом отдельном пропластке. Часто углеводородосодержащие пласты не включают в число эксплуатационных объектов, или они не дают притока при начальных методах заканчивания скважины. Такие интервалы можно дополнительно проперфорировать, и после гидроразрыва значительно увеличить производительность скважины. Однако в маломощных пластах бурение боковых стволов с горизонтальными участками эффективнее гидроразрывов.

Ввиду особых условий осадконакопления стратиграфическое строение некоторых залежей обеспечивает условия миграции углеводородов в горизонтальном и вертикальном направлениях. Геологические фации с контрастными коллекторскими характеристиками могут быть как экранами, так и каналами для миграции. Иногда песчанистые коллекторы могут иметь слишком малую мощность, чтобы быть выделенными в сейсморазрезе, но благодаря большой протяжённости, они видны на амплитудных сейсмокартах структурных горизонтов. В таких случаях горизонтальные скважины могут идеально решить проблему эксплуатации пластов малой мощности и вскрытия углеводородных залежей, удаленных по горизонтали от устья скважины.

Больше всего горизонтальных скважин бурят в трещиноватых коллекторах. Когда горизонтальные скважины бурятся перпендикулярно плоскостям природных трещин, создаётся отличная дренажная система для повышения добычи. Выявление зон трещиноватости и определение ориентации трещин являются решающими условиями успешного проектирования скважин в таких породах. Обычно горизонтальные скважины, перпендикулярные природным трещинам, обеспечивают более высокую производительность, чем вертикальные скважины после гидроразрывов. Как правило, природные трещины расположены в вертикальных плоскостях, но если коллектор залегает неглубоко или находится под аномально-высоким пластовым давлением, то могут встретиться раскрытые горизонтальные трещины. В таких случаях целесообразно бурить вертикальные и наклонные скважины. Однако в глубокозалегающих коллекторах с аномально-высоким пластовым давлением лучше закрепить раскрытые трещины, чтобы избежать потерь производительности по мере падения порового давления в процессе эксплуатации.

Вытянутые в длину залежи могут образоваться в флювиальных отложениях или в результате крупных осложнений. Оба типа залежей можно вскрывать горизонтальными скважинами. Для конкретных условий выбирается стратегия бурения, определяемая задачами, которые должны решить скважины. Например, ствол скважин может идти внутри одной залежи, вдоль неё или вскрывать по возможности большее число залежей. В последнем случае ствол скважины идёт перпендикулярно длинным осям

залежей, что соответствует перемещению поперёк склона, существовавшего в период осадконакопления. Другим решением могут быть многоствольные скважины для вскрытия каналов, выявленных сейсмическими замерами в горизонтальных скважинах, из которых бурят боковые стволы.

Еще одной областью применения горизонтальных скважин является вскрытие сводообразных структурных построений, где крутопадающие пласты могут быть увенчаны газовой шапкой сверху или подпираться снизу водой. Одним из способов бурения в таких структурах является вскрытие сразу нескольких пластов одним горизонтальным стволом, размещаемым на безопасном расстоянии от газовой шапки и подпирающей воды. Хотя этот способ кажется очень эффективным, он имеет очевидный недостаток. В скважину совместно поступает продукция всех вскрытых пластов, и прорыв газа или воды хотя бы по одному из них отрицательно скажется на работе всех остальных. Более надежным было бы селективное вскрытие каждого пласта отдельным боковым стволом. При этом боковые стволы располагаются на безопасном расстоянии от контакта с газом или водой, что предотвращает преждевременное обводнение или разгазирование добываемой продукции. Для каждого бокового ствола выбирается оптимальная протяженность вскрытия продуктивного горизонта.

Результаты проведения операций по зарезке боковых стволов на Самотлорском месторождении

С середины 70-ых годов прошлого века на Самотлорском месторождении начаты работы по бурению вторых стволов на скважинах неработающего фонда.

Целью этих мероприятий является регулирование выработки запасов в условиях, когда по причине аварийности или обводненности эксплуатация существующих скважин невозможна, а остаточные запасы в зоне их дренирования достаточно велики.

За период разработки на объекте АВ₄₋₅ проведено 57 операций. Данные об объёмах мероприятий по пласту АВ₄₋₅ на скважинах добывающего фонда недропользователей приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Динамика объёмов бурения вторых стволов в эксплуатационных скважинах Самотлорского месторождения по пласту АВ4-5

Годы	Количество скважин
1998	
1999	1
2000	
2001	2
2002	
2003	
2004	
2005	
2006	
2007	
2008	15
2009	32
2010	7
Итого	57

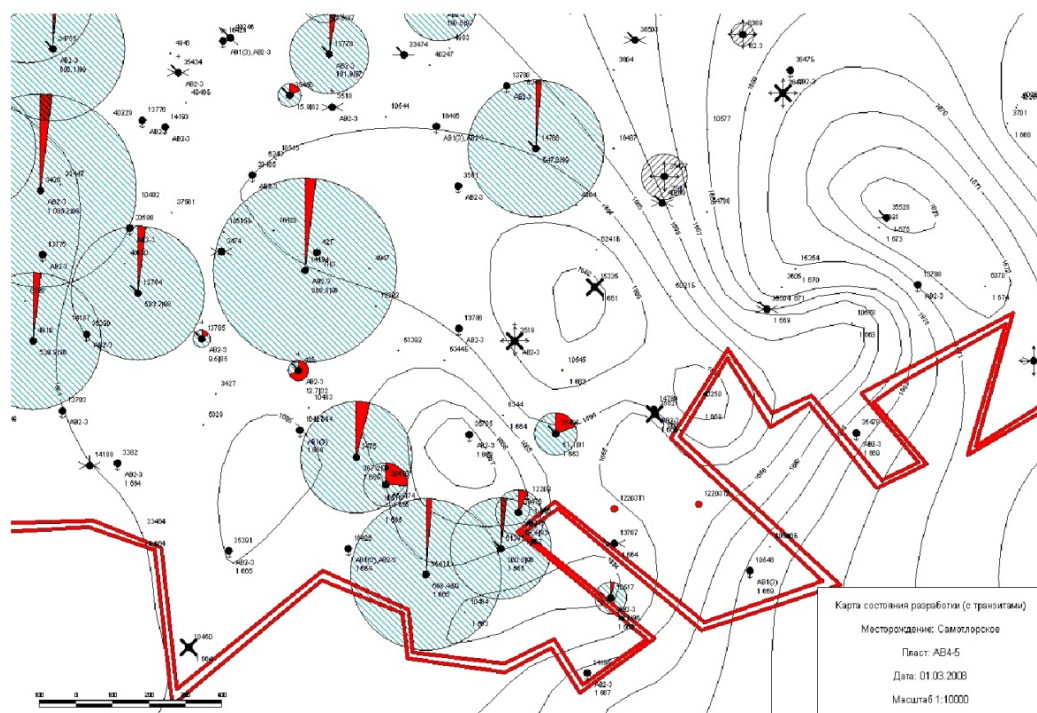


Рисунок 8 – Карта текущего состояния разработки Самотлорского месторождения за 01.03.2010 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В сентябре 2010 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 22,1 тонн/сут., обводнённость 11,7 %. В январе 2011 года скважина с дебитом 5,3 тонн/сут и обводнённостью 33 % была остановлена. В феврале проведен гидро-разрыв пласта (ГРП) и смена насоса, после чего скважина начала работу с дебитом 26,7 тонн/сут. (максимальный дебит после зарезки горизонтального ствола) и обводнённостью 41,4 %. На рисунке 9 представлен график показателей скважины.

Дебит нефти постепенно падал, в ноябре 2011 года он составил 6,7 тонн/сут., обводнённость – 89,5 %, произошла очередная смена насоса. Через два месяца обводнённость резко возросла и в январе 2012 года скважина была остановлена. На сегодняшний день скважина № 12203 остановлена, после зарезки горизонтального ствола проработала 17 месяцев, накопленная добыча за этот период составила 4940 тонн нефти.

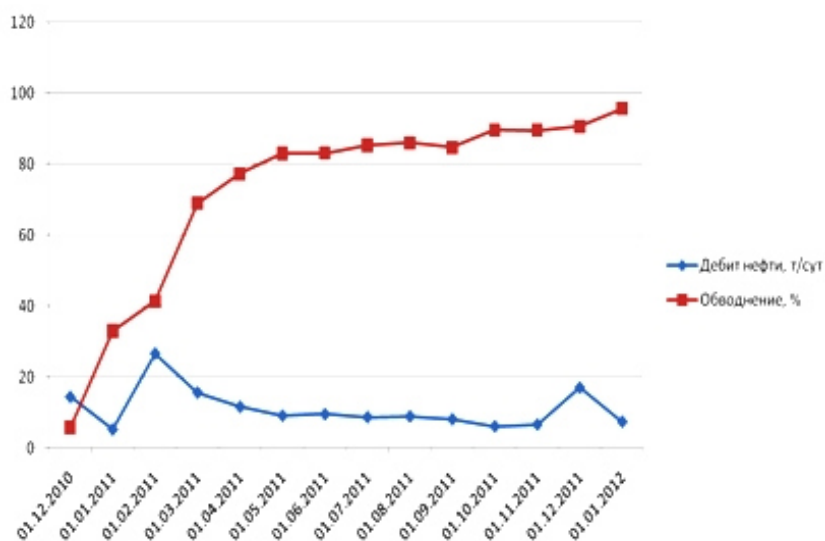


Рисунок 9 – График показателей скважины № 12203 после зарезки горизонтального ствола

Конструкция скважины

Глубина скважины 2306 м. Забой скважины находится на глубине 2200 м. Диаметр обсадной колонны 168 мм. Интервал вырезки окна 1546-1549 м. Интервал бурения второго ствола 1549-2200 м. Длина горизонтального участка 245,6 м. Диаметр второго ствола 142 мм. Точка входа в пласт АВ4-5 на глубине 1955 м. Темп набора кривизны:

- в интервалах: 1564-1582 – 10,2 гр/30 м;
- 1690-1720 – 10,97 гр/30 м;
- 1862 – 10,42 гр/30 м.

Интервал установки хвостовика 1396-2190 м, в том числе фильтровая часть в интервале 1955-2190 м. Горизонтальный ствол на данной скважине был забурен с пилотом.

Выводы

Данная скважина оценивается как относительно успешная. На сегодняшний день скважина № 12203 остановлена, после зарезки горизонтального ствола проработала 17 месяцев, накопленная добыча за этот период составила 4940 тонн нефти.

Скважина № 14789, куст № 1815

Анализ работы скважины

В мае 1985 года скважина была введена в работу на пласты: АВ₂₋₃ с обводнённостью 5,8 % и дебитом нефти 18,7 тонн/сут.; и АВ₄₋₅ с обводнённостью 5,8 % и дебитом нефти 42,6 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в январе 1986 года: АВ₂₋₃ – 18,97 тонн/сут., АВ₄₋₅ – 43,2 тонн/сут. В июне 2002 года скважина была остановлена с дебитом нефти 0,7 тонн/сут. (АВ₂₋₃) и 1,6 тонн/сут. (АВ₄₋₅) и обводнённостью 98,5 %. В июле 2004 года скважина была переведена под нагнетание на пласт АВ₂₋₃. В октябре 2008 года скважина была остановлена. Скважина № 14789 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 10 представлена карта текущего состояния разработки (от 10.11.2010).

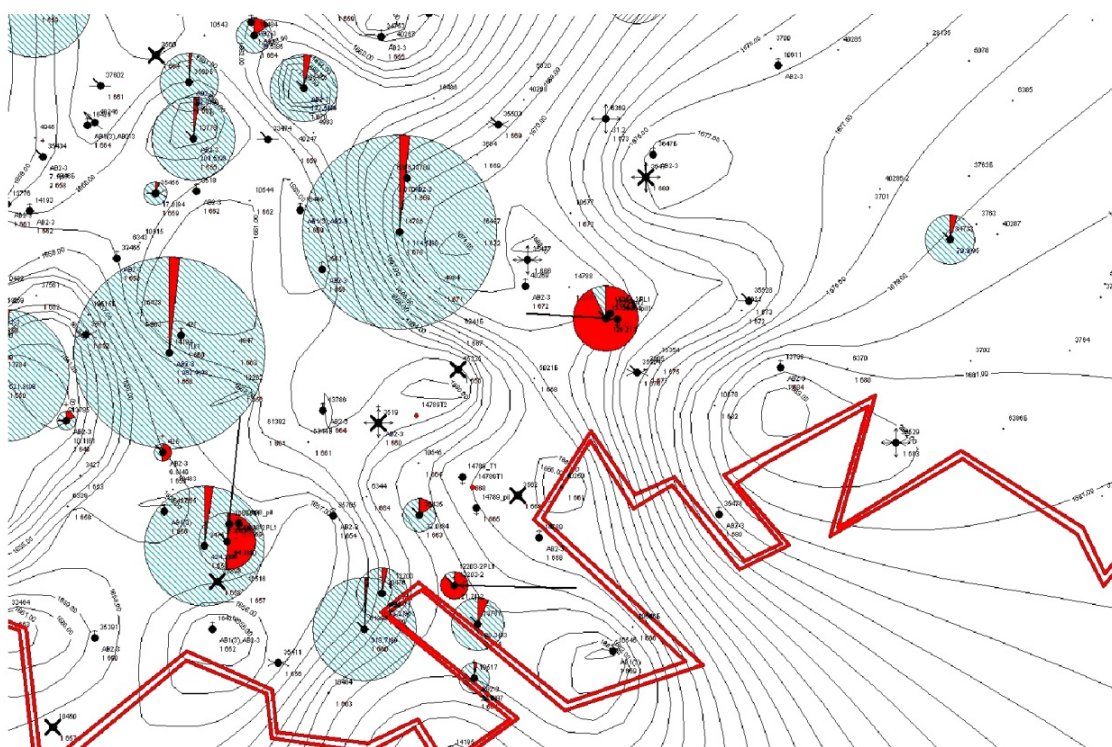


Рисунок 10 – Карта текущего состояния разработки за 10.11.2010 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В декабре 2010 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 102,7 тонн/сут., обводнённость 29,8 %. На сегодняшний день скважина № 14789 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 16,6 тонн/сут., обводнённость – 94,5 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 21340 тонн. На рисунке 11 представлен график показателей скважины.

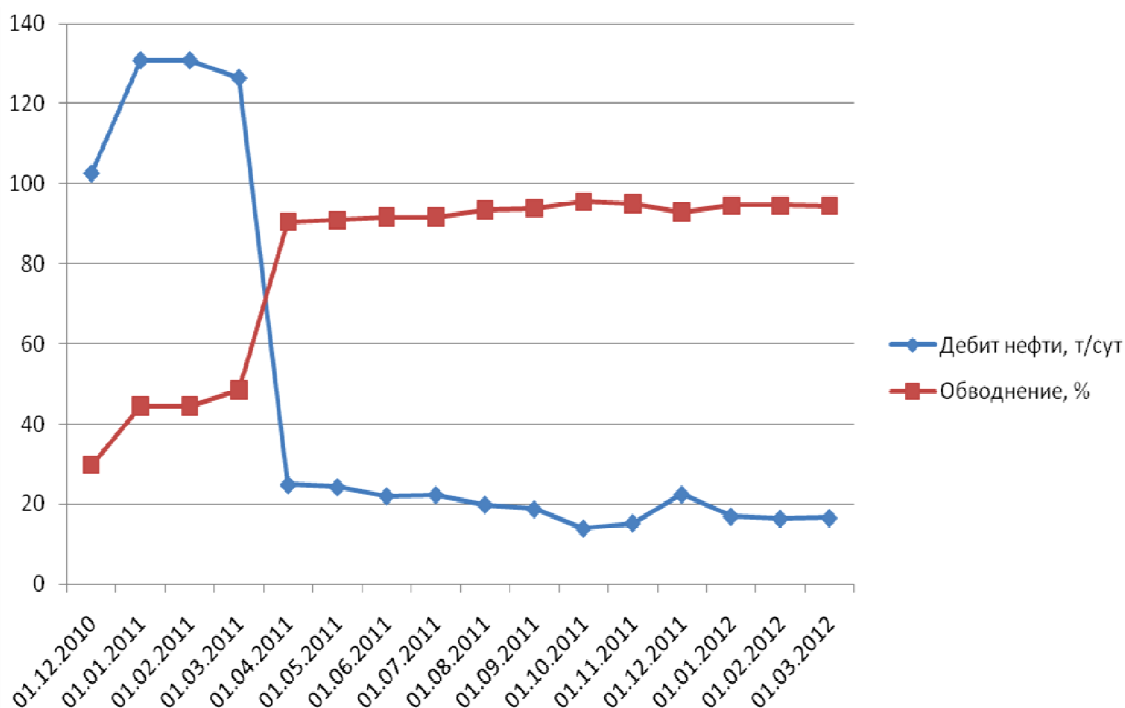


Рисунок 11 – График показателей скважины № 14789 после зарезки горизонтального ствола

Конструкция скважины

Глубина скважины 1914 м. Текущий забой на глубине 1633,2 м (от 10.10.2008 г.). Диаметр обсадной колонны 168 мм. Интервал вырезки окна 1631–1634 м. Горизонтальный участок 250 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отв. на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ₄₋₅ на глубине 1652 м. Фильтровая часть установлена в интервале 2042,4-2244,8 м. Горизонтальный ствол на данной скважине был забурен с пилотом. Схема технологической оснастки хвостовика скважины № 14789 представлена на рисунке 12.

Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 14789 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 16,6 тонн/сут., обводнённость – 94,5 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 21340 тонн.

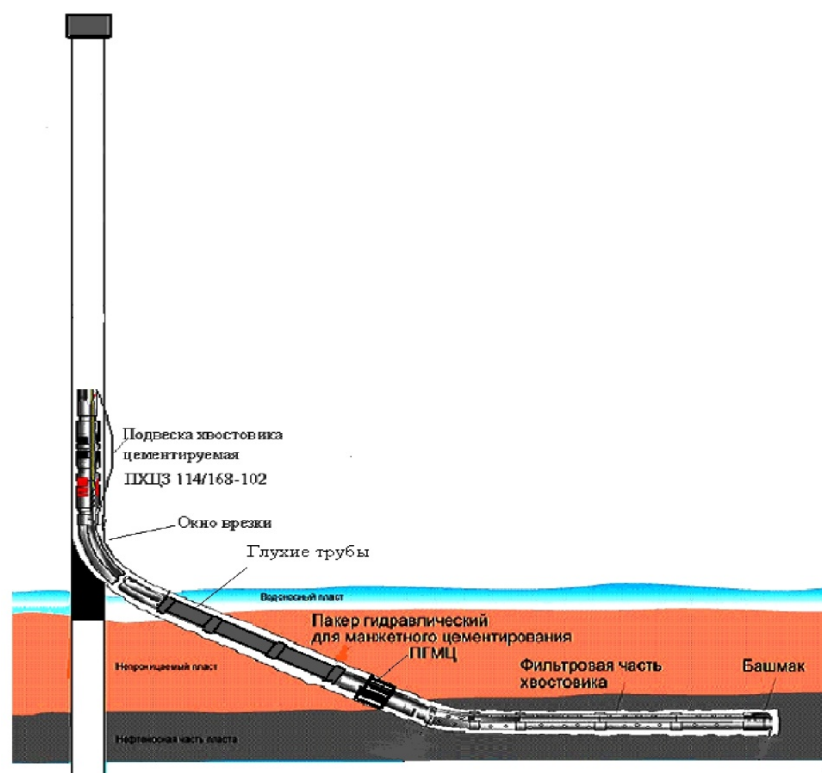


Рисунок 12 – Схема технологической оснастки хвостовика скважины № 14789

Скважина № 35411, куст № 2176

Анализ работы скважины

В декабре 1990 года скважина была введена в работу на пласт АВ₄₋₅ с обводнённостью 30,9 % и дебитом нефти 42,4 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в марте 1991 года – 55,5 тонн/сут. В июне 2008 года скважина была остановлена с дебитом нефти 4,3 тонн/сут. и обводнённостью 99,4 %. Скважина № 35411 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 13 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.10.2010 г.)

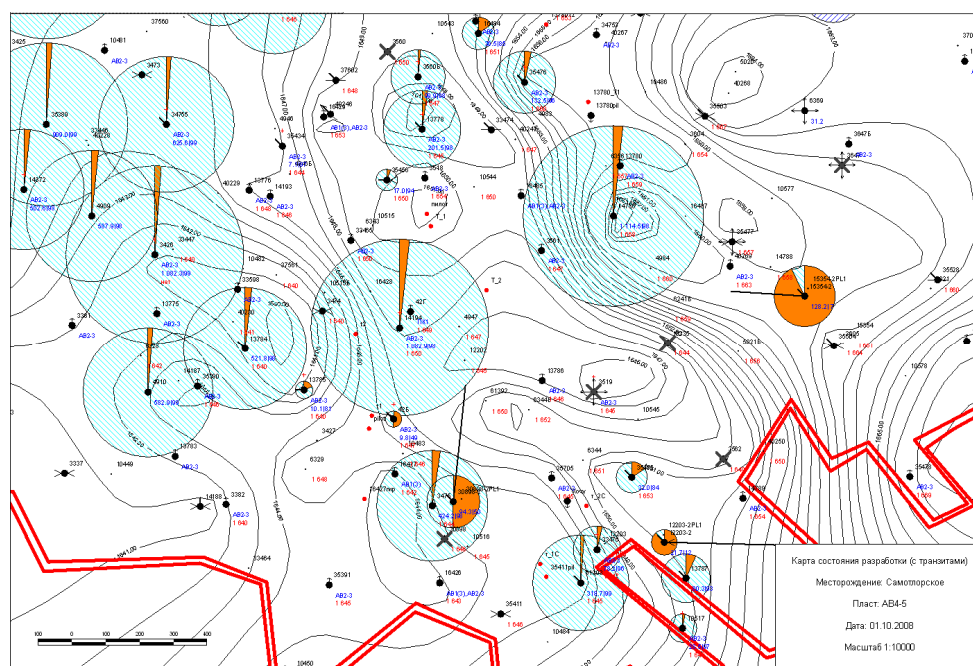


Рисунок 13 – Карта текущего состояния разработки за 01.10.2010 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В январе 2011 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 99,7 тонн/сут., обводнённость 7,1 %. В ноябре 2011 года дебит нефти составил 20 тонн/сут., обводнённость – 93,1 %. На скважине произошла смена насоса на больший типоразмер. На сегодняшний день скважина № 35411 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели ее работы на март 2012 года: дебит нефти – 15,8 тонн/сут., обводнённость – 96,2 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 14775 тонн. На рисунке 14 представлен график показателей скважины.

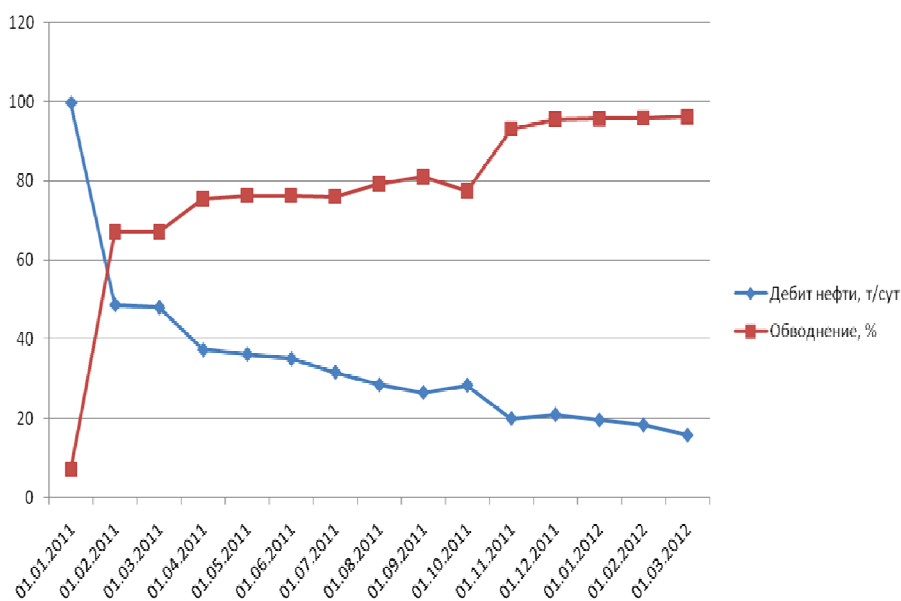


Рисунок 14 – График показателей скважины № 35411 после зарезки горизонтального ствола

Конструкция скважины

Глубина скважины 1816 м. Текущий забой на глубине 1492 м (от 28.10.2008 г.). Диаметр обсадной колонны 168 мм. Горизонтальный участок 219,8 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ4-5 на глубине 1649,5 м. Горизонтальный ствол на данной скважине был забурен с пилотом.

Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 35411 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 15,8 тонн/сут., обводнённость – 96,2 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 14775 тонн.

Скважина № 35478, куст № 1815А

Анализ работы скважины

В июне 1985 года скважина была введена в работу на пласт АВ4-5 с обводнённостью 84,1 % и дебитом нефти 73,4 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в июле 1985 г. – 80,9 тонн/сут. В апреле 2004 года скважина была остановлена с дебитом нефти 1,5 тонн/сут. и обводнённостью 98,7 %. В сентябре 2004 года скважина была переведена на пласт АВ₂₋₃ под нагнетание. Скважина № 35478 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 15 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.05.2011 г.).

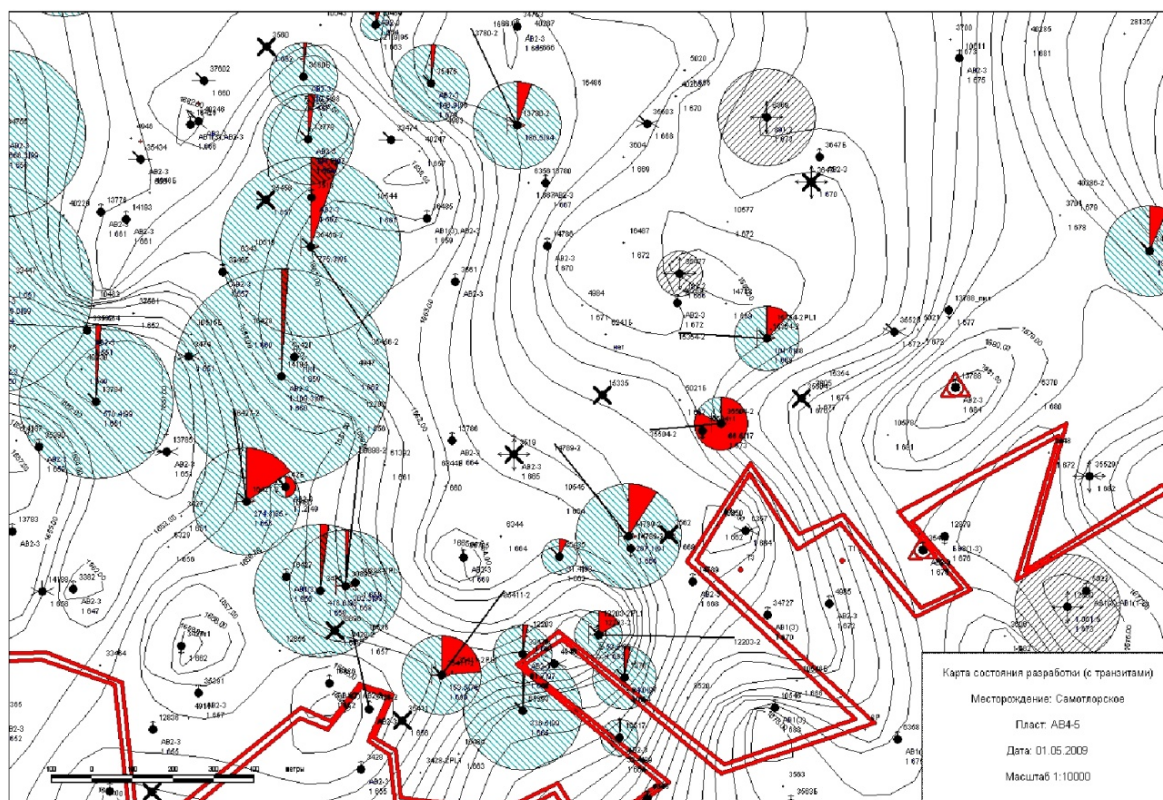


Рисунок 15 – Карта текущего состояния разработки за 01.05.2011 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В июле 2011 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 53,7 тонн/сут., обводнённость 38,8 %. В декабре 2011 года на скважине была проведена оптимизация. На сегодняшний день скважина № 35478 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 10 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 18,9 тонн/сут., обводненность – 95,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 8346 тонн. На рисунке 16 представлен график показателей скважины.

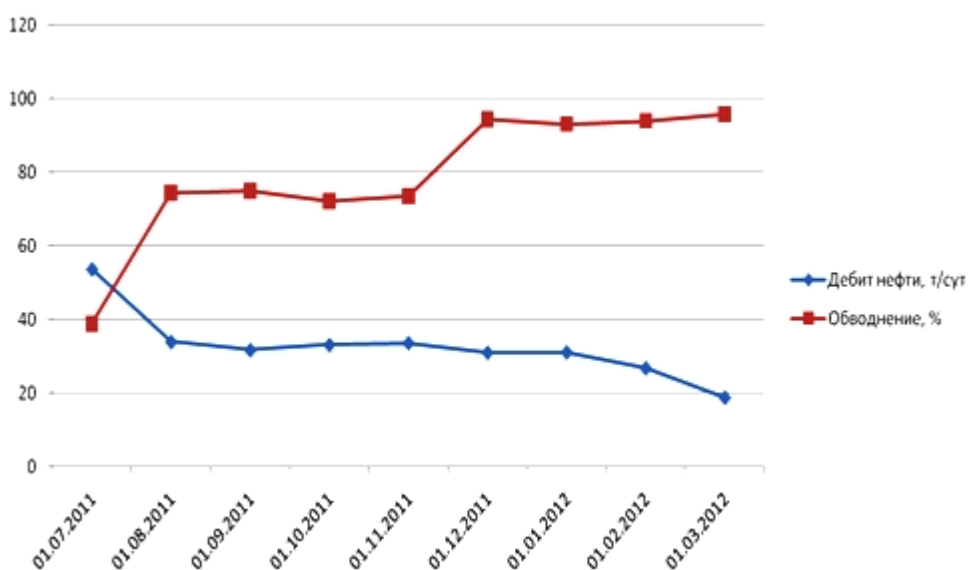


Рисунок 16 – График показателей скважины № 35478 после зарезки горизонтального ствола

Конструкция скважины

Глубина скважины 1806 м. Текущий забой на глубине 1530 м (от 01.06.2009 г.). Диаметр обсадной колонны 168 мм. Интервал вырезки окна 1525–1528 м. Горизонтальный участок 250,6 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ₄₋₅ на глубине 1671,2 м. Фильтровая часть установлена в интервале 1857,8–2099,8 м.

Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 35478 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 10 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 18,9 тонн/сут., обводнённость – 95,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 8346 тонн.

Скважина № 61393, куст № 2176

Анализ работы скважины

В сентябре 1992 года скважина была введена в работу на пласт АВ₄₋₅ с обводнённостью 66,5 % и дебитом нефти 29,2 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в декабре 1992 года – 32,9 тонн/сут. В сентябре 2009 года скважина была остановлена с дебитом нефти 3,4 тонн/сут. и обводнённостью 99 %. Скважина № 61393 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 17 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.08.2011 г.)

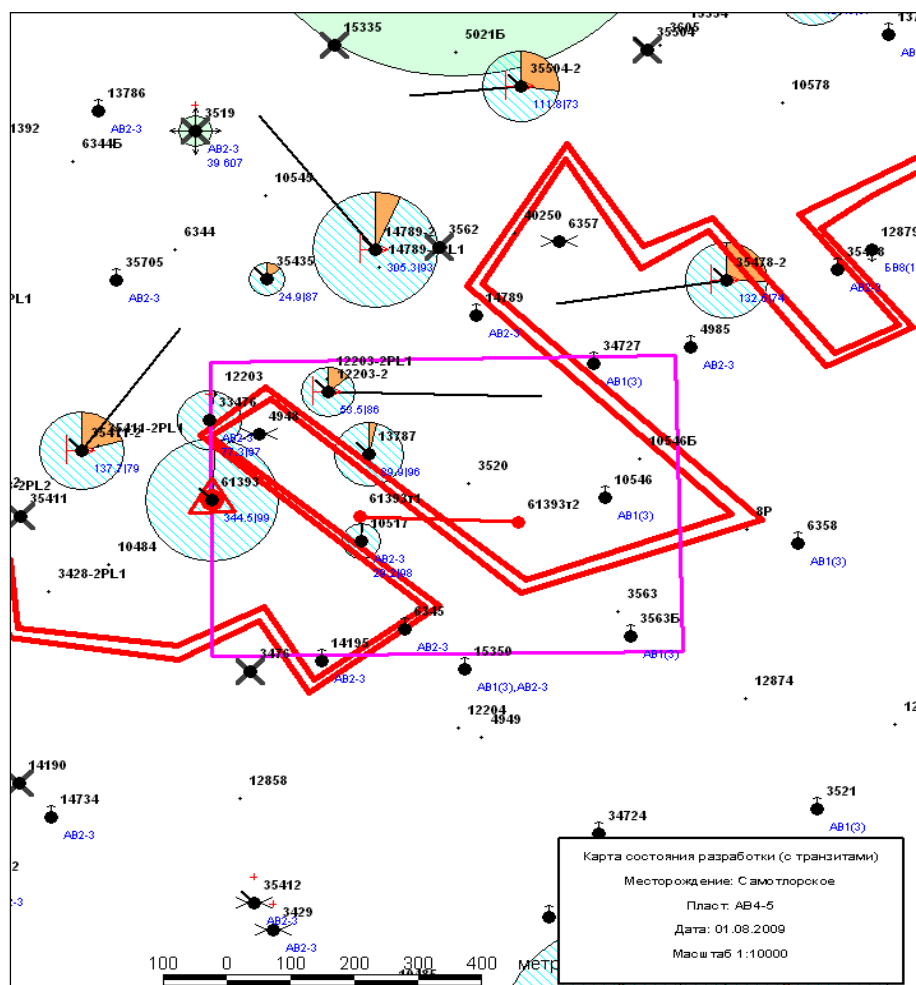


Рисунок 17 – Карта текущего состояния разработки за 01.08.2011 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. На участке скважины № 61393 был произведён подсчёт запасов, который представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Таблица подсчёта запасов по району скважины № 61393

Скважина	61393
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	350
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	5015,77
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	14,331
Коэффициент пористости, доли ед.	0,278
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,629
Пересчётный коэффициент, доли ед.	0,868
Плотность нефти, г/см ³	0,849
Начальные запасы нефти, тыс. тонн	647,21
Газовый фактор, м ³ /т	59
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,557
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	360,49
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	285,94
Текущие извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	74,55

В ноябре 2011 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 45,6 тонн/сут., обводнённость 47,5 %. На сегодняшний день скважина № 61393 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 6 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 14,6 тонн/сут, обводнённость – 80,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 3751 тонн. На рисунке 18 представлен график показателей скважины.

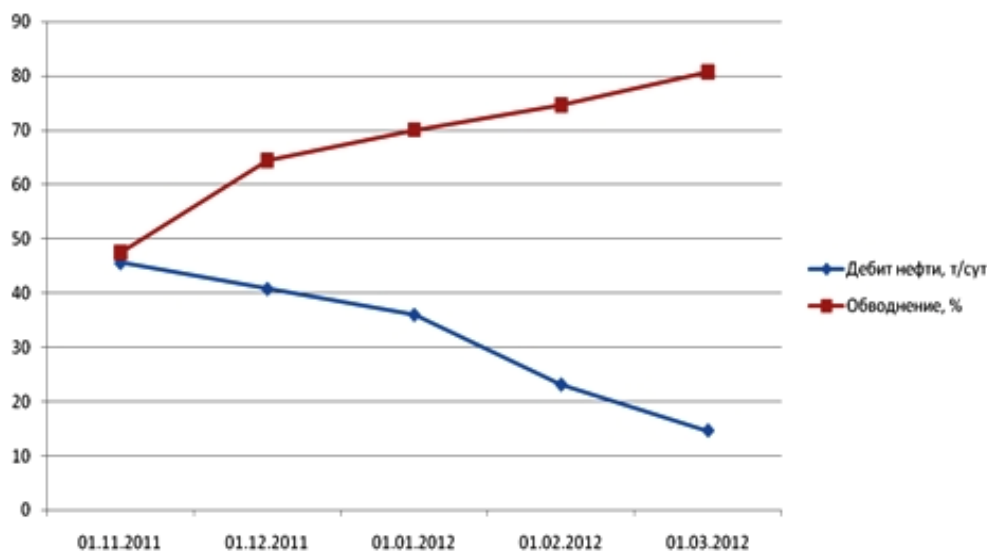


Рисунок 18 – График показателей скважины № 61393 после зарезки горизонтального ствола

Конструкция скважины

Глубина скважины 2204 м. Текущий забой на глубине 1555,8 м (от 27.09.2009 г.). Пластовое давление пласта АВ₄₋₅ – 151 атм. (от 29.09.2009 г.). Газовый фактор 59 м³/т. Диаметр обсадной колонны 168 мм. Горизонтальный участок 249,5 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ₄₋₅ на глубине 1664,3 м.

Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 61393 остановлена. После зарезки горизонтального ствола проработала 6 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 14,6 тонн/сут, обводнённость – 80,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 3751 тонн.

Выводы и рекомендации

В данной работе рассмотрены 5 скважин: №№ 12203, 14789, 35411, 35478 и 61393. Исходя из проведённого анализа, можно сделать вывод, что наиболее успешной является скважина № 14789. Её накопленная добыча за 16 месяцев составила 21340 тонн. Данная скважина на сегодняшний день находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 16,6 тонн/сут., обводнённость – 94,5 %. Прирост после зарезки горизонтальных стволов по пяти рассматриваемым скважинам составил 53152 тонн за период с декабря 2010 по март 2012 года. Данные по скважинам приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Данные по работе скважин

№ скважины	12203	14789	35411	35478	61393
Накопленная добыча, тонн	4940	21340	14775	8346	3751
Время работы, мес.	17	16	16	10	6

Исходя из анализа работы скважины № 12203, на которой был проведён ГРП, можно порекомендовать проведение данного ГТМ на остальных скважинах при снижении их дебита.

Литература

1. Технологические схемы разработки Самотлорского, Мегионского, Аганского месторождений // Самотлорское месторождение (заключительный отчёт). – Нижневартовск, 2011.
2. Уточнённый проект разработки Самотлорского месторождения (отчёт). – Нижневартовск, 2012.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта АВ₁¹⁻² (рябчик) Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 52–54.

13. Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 36–48.
14. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
15. Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Анализ эффективности проведения ГРП на объекте АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 55–72.
16. Антонов Е.Н., Шутов Д.В. Анализ текущего состояния разработки Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 37–57.
17. Воробьев А.Е., Малюков В.П., Галузинский И.Д. Инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и водоизоляции на Самотлорском нефтегазовом месторождении // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – С. 96–101.
18. Григулецкий В.Г. Зарезка и бурение дополнительных стволов из эксплуатационных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 5. – С. 29–34.
19. Исупов А.В. Успешный опыт проведения двадцатистадийного ГРП за одну спускоподъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 56–58.
20. Кельметр В.В. Эффективные методы освоения скважин на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении // Молодой учёный. – 2020. – № 34 (324). – С. 23–26.
21. Лебединец А.П., Иванина Л.И., Григулецкий В.Г. Обоснование рациональной длины горизонтальной части ствола скважины, пробуренной из эксплуатационной колонны // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 8–11.
22. Попухов А.Н. Интеллектуализация Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1 (168). – С. 58–64.
23. Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 194–195.
24. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении / Н.Ю. Мойса [и др.] // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
25. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Перспективы и проблемы использования горизонтальных скважин для увеличения объемов добычи нефти и газа // Нефть и Газ. – 1997. – № 1. – С. 12–16.
26. Савченко А.В., Березовский Д.А. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 97–120.
27. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 36–51.

References

1. Technological schemes of development of Samotlorskoye, Megionskoye, Aganskoye fields // Samotlorskoye field (final report). – Nizhnevartovsk, 2011.
2. Refined development project of the Samotlorskoye field (report). – Nizhnevartovsk, 2012.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas places of birth. – Moscow: Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.

9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
12. Abdulmyanov S.Kh. Intensification of oil reserves production from reservoir (grouse) of Samotlor field with application of combined technologies // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 8. – P. 52–54.
13. Antonov E.N., Savenok O.V. Estimation of quality of cementing and technical state of wells on the example of Samotlor field on the data of acoustic method of con-trol // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 36–48.
14. Antonov E.N., Shiyani S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing at wells of Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
15. Antonov E.N., Shiyani S.I., Shabliy I.I. Analysis of hydraulic fracturing efficiency at the object of Samotlorskoye deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 55–72.
16. Antonov E.N., Shutov D.V. Analysis of the current state of development of the Samotlor field // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 3. – P. 37–57.
17. Vorobyov A.E., Malyukov V.P., Galuzinskiy I.D. Innovative technologies to increase oil recovery and waterproofing at the Samotlor oil and gas field // Vestnik of Russian University of Peoples' Friendship. Series: Engineering studies. – 2015. – № 3. – P. 96–101.
18. Griguletsky V.G. Cutting and drilling of additional wellbores from production strings // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1998. – № 5. – P. 29–34.
19. Isupov A.V. Successful experience of twenty-stage hydraulic fracturing in one lowering operation at the Samotlorskoye field using the «collar packer» technology // Oil. Gas. novations. – 2017. – № 7. – P. 56–58.
20. Kelmet V.V. Effective methods of well development in the Samotlor oil and gas condensate field // Young Scientist. – 2020. – № 34 (324). – P. 23–26.
21. Lebedinets A.P., Ivanina L.I., Griguletsky V.G. Justification of rational length of horizontal part of wellbore drilled from production string // Oil economy. – 1992. – № 1. – P. 8–11.
22. Lopukhov A.N. Intellectualization of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 1 (168). – P. 58–64.
23. Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. Analysis of rock destruction tool at the Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 194–195.
24. Some formulas and technology of preparation of drilling muds used in drilling of the second shafts at the Samotlor field / N.Yu. Moisa [et al.] // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Prognoses». – Krasnodar : SKO IA RF, 2000. – Issue 9. – P. 299–301.
25. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Prospects and problems of using horizontal wells to increase oil and gas production // Oil and Gas. – 1997. – № 1. – P. 12–16.
26. Savchenko A.V., Berezovsky D.A. Technique and technology of sidetracking in the Samotlor field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 3. – P. 97–120.
27. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of methods of influence on bottom-hole formation zone in conditions of the Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 2. – P. 36–51.

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ЕМ-ЁГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE EM-YOGOVSKAYA AREA
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

Батыров Мухамед Измуудинович
инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Аннотация. В статье приведены проектные решения по разработке Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения. Описаны основные принципы разработки нефтяных залежей юрского комплекса и викуловской свиты. Рассмотрены осложнения при эксплуатации скважин (мероприятия в области борьбы с парафиноотложением и мероприятия по борьбе с солеотложениями). Приведены требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин, а также требования и рекомендации к системе ППД.

Ключевые слова: проектные решения по разработке месторождения; основные принципы разработки нефтяных залежей юрского комплекса; основные принципы разработки нефтяных залежей викуловской свиты; вопросы выработки запасов; осложнения при эксплуатации скважин; требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин; требования и рекомендации к системе ППД

Batyrov Muhamed Izmudinovich
Drilling fluid engineer,
Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Annotation. The article provides design solutions for the development of the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field. The basic principles of development of oil deposits of the Jurassic complex and Vikulovskaya suite are described. Complications during the operation of wells (measures in the field of combating paraffin deposition and measures to combat scale deposits) are considered. Requirements and recommendations for the system of gathering and field preparation of well products, as well as requirements and recommendations for the pressure maintenance system are given.

Keywords: design solutions for field development; basic principles of development of oil deposits of the Jurassic complex; basic principles of development of oil deposits of the Vikulovskaya suite; development of reserves; complications during well operation; requirements and recommendations for the collection system and field preparation of well products; requirements and recommendations for the maintaining reservoir pressure system.

Проектные решения по разработке Ем-Ёговской площади
Ем-Ёговская площадь введена в разработку в 1980 году. В целях изучения геолого-промысловой характеристики пластов тюменской свиты был выделен опытный участок с размещением 270 скважин по площадной девятиточечной системе (по сетке 450×450 м), проектный уровень добычи нефти – 1,05 млн тонн/год.

В 1982 году составлена технологическая схема опытно-промышленной разработки, которая базировалась на той же исходной информации, что и предыдущий проектный документ. Основные проектные решения по эксплуатационному объекту, системе разработки, плотности сетки скважин остались прежними. Увеличились объемы буровых работ и расширены границы расстановки скважин. В результате проектный уровень добычи нефти составил 6,7 млн тонн, фонд скважин – 971. В 1982 году в эксплуатации находилась 21 скважина, годовая добыча нефти составила 121,0 тыс. тонн, с начала разработки добыто 138,4 тыс. тонн.

В 1983 году составлена «Дополнительная записка к технологической схеме опытно-промышленной разработки». Целью работы явилось уточнение проектных уровней в связи с переводом части объема буровых работ на более продуктивную Талинскую площадь. Проектные решения остались без изменения, уточнились максимальные уровни добычи:

- по нефти – 4 млн тонн;
- по жидкости – 1,9 млн тонн;
- по закачке воды – 2,9 млн тонн.

В 1983 году в эксплуатации на тюменскую свиту находилось 28 скважин, годовая добыча нефти составила 185,1 тыс. тонн, с начала разработки – 325,4 тыс. тонн.

В связи с низкой продуктивностью большинства скважин, пробуренных на тюменскую свиту, в 1985 году было временно остановлено дальнейшее разбуривание площади, было решено ограничить проведение опытно-промышленной эксплуатации только в разбуренной части. В 1985 году в эксплуатации на тюменскую свиту находилось 52 скважины, годовая добыча нефти составила 231,8 тыс. тонн, с начала разработки – 791,3 тыс. тонн.

В 1989 году составлена Технологическая схема разработки Ем-Ёговской площади, в которой основным добычным объектом являются пласты ВК викуловской свиты. В связи с тем, что по тюменской свите за десятилетний период опытно-промышленной эксплуатации не получена необходимая информация о добычных возможностях объекта, не отработаны основные принципы и методы разработки, принято решение о продолжении опытно-промышленной эксплуатации.

В технологической схеме разработки по викуловской свите предусмотрено:

- выделение одного эксплуатационного объекта ВК₁₋₂;
- реализация блочно-замкнутой, очагово-избирательной системы разработки;
- плотность сетки – 9 га/скв.;
- проектные уровни добычи:
 - нефти – 3,469 млн тонн;
 - жидкости – 23,798 млн тонн;
 - закачки воды – 42,832 млн м³;
- фонд скважин:
 - добывающие С₁ – 2222, С₂ – 2757, С₁ + С₂ – 4979;
 - нагнетательные С₁ – 955, С₂ – 1181, С₁ + С₂ – 2136;
 - всего С₁ – 3169, С₂ – 3938, С₁ + С₂ – 7107.

В 1990 году СибНИИНП была составлена и утверждена «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Ем-Ёговской и Пальяновской площади» и утверждена в ЦКР со следующими основными проектными решениями по викуловским залежам нефти:

- 1) общий проектный фонд скважин – 7107, в том числе добывающие – 4979 скважин, нагнетательные – 2136 скважин;
- 2) проектный фонд скважин в границах нефтенасыщенных толщин более 6 м – 3862 скважин;
- 3) система разработки площади – пятирядная с переходом на блочно-замкнутую;
- 4) плотность сетки – 9 га/скв.;
- 5) темпы разбуривания площади – 800 тыс. м в год;
- 6) максимальные проектные показатели:
 - добыча нефти – 3,9 млн тонн/год;
 - добыча жидкости – 28,2 млн м³/год;
 - закачка воды – 43,9 млн м³/год;
 - проектный коэффициент нефтеизвлечения – 0,145 против 0,345, утвержденного в ГКЗ;
 - способ эксплуатации – механизированный, преимущественно ШГН;
 - средний дебит нефти одной скважины – 7 тонн/сут., жидкости – 20 м³/с;
 - средняя приёмистость одной нагнетательной скважины – 80 м³/с.

Согласно технологической схемы по юрскому комплексу отложений предусматривалось проведение доразведочных работ бурением 212 оценочных скважин. При положительных результатах планировалось скважины вводить в опытно-промышленную эксплуатацию. Максимальный уровень добычи нефти планировался в объеме 273 тыс. тонн/год.

В 1992 году СибНИИНП составлено и утверждено в ЦКР ТЭО на разработку Ем-Ёговской площади, согласно которого по юрскому комплексу отложений приняты следующие основные положения:

- 1) выделение одного эксплуатационного объекта в юрском комплексе;
- 2) применение избирательной системы разработки, расстановка скважин нерегулярная, скважины размещаются преимущественно в высокопродуктивных зонах, выделенных по данным бурения оценочных скважин и дистанционных методов разведки;
- 3) максимальный проектный уровень добычи нефти – 1,9 млн тонн/год;
- 4) общий проектный фонд скважин – 572, в том числе 433 добывающих и 139 нагнетательных;
- 5) разработка залежей юрского комплекса в начальный период осуществлялась на естественном режиме, в последующем по результатам уточнения геологического строения реализуется переход на режим заводнения.

В 1996 году СибНИИНП составлено и утверждено в ЦКР «Дополнение к технологической схеме разработки Ем-Ёговской + Пальяновской площадей (абалакская свита)».

Утверждённый вариант разработки юрских отложений предусматривает:

1. Выделение одного эксплуатационного объекта.
2. Разработка залежей на естественном режиме.
3. Размещение скважин индивидуальное в наиболее продуктивных зонах.
4. Бурение с 1996 года новых 33 оценочных скважин с отбором керна и полным комплексом геофизических исследований.
5. Общий проектный фонд скважин на юрские отложения – 119.
6. Опытное заводнение, для чего под нагнетание планируется перевести 11 скважин.
7. Проведение гидроразрыва пласта в низкопродуктивных скважинах.
8. Проектный уровень добычи нефти в 1996 году – 405,5 тыс. тонн.
9. Средний дебит нефти новых скважин – 25 тонн/сут.

Исходя из проектных решений по многостадийности разработки юрского комплекса отложений, в настоящее время реализуется этап по доразведке площади бурением оценочных скважин по редкой сетке скважин и ввод их в опытно-промышленную эксплуатацию.

В процессе разбуривания и разработки Ем-Ёговской площади в связи с уточнением геологического строения нефтяных залежей, сокращением зон деятельности НГДУ в соответствии с полученными лицензиями на разработку объектов, сокращением объемов буровых работ по причине невозможности их финансирования в полном объеме, фактические показатели разработки площади существенно отличаются от проектных, особенно это касается викуловской залежи. Скорректированные уровни добычи нефти, объёмы буровых работ, уточненный проектный фонд скважин периодически рассматривались и утверждались на ЦКР.

По тюменской свите предусмотрено к имеющимся скважинам пробурить ещё 40 скважин, расположенных в предполагаемых продуктивных зонах. При получении положительных результатов бурения оценочных скважин предполагается расширить зону опытно-промышленной эксплуатации, пробурив всего 212 скважин, в том числе добывающих 157, нагнетательных 55.

Режим разработки тюменской свиты предусмотрено проводить в двух стадиях: 1 стадия – упругий, 2 стадия – опытная закачка воды.

Проектные уровни:

- добыча нефти – 0,273 млн тонн;
- добыча жидкости – 0,587 млн тонн;
- закачка воды – 1,291 млн м³;
- коэффициент нефтеизвлечения – 0,15.

Основные принципы разработки нефтяных залежей юрского комплекса

Неоднородность по продуктивности

Высокопродуктивные зоны имеют ограниченные размеры соизмеримые с шагом сетки скважин. Так, при испытании разведочной скважины № 2 получен приток нефти 136 тонн/сут. По окружающим скважинам, расположенным на расстояниях 400–600 м, максимальный дебит нефти равен в среднем 3,2 тонн/сут. По данным ГИС скважин

каких-либо существенных отличий по строению разреза не отмечается. В районе разведочной скважины № 4 по одной группе скважин максимальный дебит нефти изменяется в диапазоне 45–12 тонн/сут., по другой 50–70 тонн/сут.

Отличительной особенностью процесса выработки запасов нефти является неравномерное распределение добытой нефти по скважинам. Основная часть добытой нефти объекта идёт из нескольких высокодебитных скважин. В 1991 году добыча нефти по Ем-Ёговской площади составила 256,2 тыс. тонн. По семи высокодебитным скважинам добыча нефти составила 247,7 тыс. тонн или 96,7 % от общей.

Из распределения фонда скважин по дебитам следует, что значительная часть скважин (63 %) имеет дебит не менее 5 тонн/сут. С дебитами более 50 тонн/сут. работает всего 10 % скважин.

В целом результаты опытно-промышленной эксплуатации свидетельствуют о значительной неоднородности объекта по продуктивности.

С позиций исследования кернов и ГИС скважин большая часть запасов относится к низкопроницаемым коллекторам. Выявленные локальные высокопродуктивные зоны приурочены, по всей видимости, к зонам трещиноватости, что подтверждается опытом закачки воды в скважины, когда практически одновременно с началом закачки в окружающих добывающих скважинах появляется вода и при прекращении закачки поступление воды резко снижается.

Вовлечение в разработку низкопроницаемых участков

О вероятности вовлечения в разработку песчано-алевролитовых тел тюменской свиты, несмотря на их крайне низкие коллекторские свойства, говорят данные материального баланса.

Разработка юрского комплекса Ем-Ёговской площади ведётся на естественном режиме, в связи с этим интерес представляет поведение пластового давления.

Установлено, что при больших отборах нефти (по скважине № 1096 – 160 тыс. тонн, по скважине № 1122 – 70 тыс. тонн) пластовое давление снизилось до 18–19 МПа и на этом уровне держится длительное время (5–6 лет). Стабилизация давления при продолжающемся отборе свидетельствует о том, что установился стационарный режим и в зону дренирования извне поступает объём нефти, равный добываемому. По некоторым скважинам (№ 1015, 1044, 1145 и 1166) при незначительных отборах нефти пластовое давление также снизилось на 4–6 МПа. Падение давления вызвано тем, что соседние с этими высокодебитные скважины имеют значительные отборы. Следовательно, зона дренирования высокодебитных скважин имеет размеры, превышающие расстояния между скважинами и включающие низкопроницаемые коллектора. Этот факт создаёт предпосылки для длительной эксплуатации участков месторождения на естественном режиме без закачки воды или других агентов. В этом случае зоны высокой продуктивности будут работать как укрупнённые скважины, питающиеся от больших объёмов окружающих низкопроницаемых пород, имеющих значительный запас упругой энергии.

Опыт заводнения

На опытном участке проводилась пробная закачка воды. Под закачку было освоено 13 низкопродуктивных скважин, работавших дебитами 1–2 тонн/сут. в режиме накопления, из которых периодически действовало 3–7 скважин. После освоения под закачку приемистость скважины при давлении нагнетания 13–15 МПа достигала 350–500 м³/сут. и наблюдались опережающие прорывы воды в соседние добывающие скважины.

Следовательно, попытки поддержать пластовое давление и организовать процесс вытеснения водой по обычной технологии оказались неудачными. Необходимо специальное размещение нагнетательных скважин исходя из фактического положения зон высокой продуктивности, закономерности их распространения по площади и особенностей гидродинамической связи по разрезу объекта. Такое размещение может быть достигнуто только после детального гидродинамического изучения разрабатываемых участков.

С позиции технологии освоения скважин под закачку и самого режима закачки необходимо применение специальных методов и оборудования для дифференцированного освоения закачкой разреза, контроля и регулирования закачки воды.

Таким образом, на основе результатов опытно-промышленной эксплуатации пластов можно сделать следующие заключения:

1. Основной объём песчано-алевролитовых тел тюменской свиты низкопродуктивен и даёт притоки 1–2 тонн/сут. при депрессии на пласт 8–11 МПа. В то же время выявлены высокопродуктивные зоны, имеющие ограниченные размеры, скважины которых обеспечивают практически всю добычу нефти из объекта.

Высокие дебиты отдельных скважин связаны, по-видимому, с зонами трещиноватости. Опыты закачки воды подтвердили наличие трещиноватых зон.

2. В случае разбуривания площади по равномерной сетке без предварительной локализации высокопродуктивных зон, в большинстве скважин не будут получены промышленные притоки нефти. Дальнейшая разработка на основе регулярных систем будет малоэффективна из-за быстрого обводнения скважин по системам трещин и вторичных коллекторов.

3. Потребуется дополнительные затраты, связанные с технологией вскрытия пласта, изменением конструкции забоя, креплением, вторичным вскрытием, освоением на приток.

4. Особое внимание придётся уделить организации закачки воды. Основным режимом будет не фронтальное вытеснение нефти водой, а режим прямоточной пропитки блоков матрицы алевролитопесчаных тел тюменской свиты через систему естественных и искусственных трещин. Этот процесс потребует особого подхода к расположению нагнетательных скважин, дифференцированного освоения интервалов, ведения регулируемой циклической закачки.

5. Необходимо будет широко применять дорогостоящие технологии, позволяющие гидродинамически соединять трещины и вторичные коллектора с забоем скважины (горизонтальное бурение, гидроразрывы, импульсные методы и т.д.)

6. Процесс освоения запасов тюменской свиты по участкам разработки будет многостадийным. На первой стадии, пользуясь тем, что скважины, попавшие в высокопродуктивные зоны, могут длительное время эксплуатироваться на естественном режиме и область дренирования высокодебитных скважин распространяется и на низкопродуктивные зоны, в которых происходит снижение пластового давления и перетоки нефти в высокопродуктивные зоны, осуществляется поиск зон высокой продуктивности и их разбуривание, выход на промышленные уровни отборов нефти, позволяющие окупать затраты на дальнейшее освоение, производится детальная доразведка и комплекс гидродинамических исследований, позволяющие наметить конкретное направление системы разработки.

На второй стадии будет осуществляться переход на режим заводнения пластов, основной задачей которого будет организовать прямоточную пропитку блоков матрицы песчано-алевролитовых тел тюменской свиты.

Основные принципы разработки нефтяных залежей викуловской свиты

Отличительной особенностью геологического строения продуктивных пластов викуловской свиты является их монолитное строение, песчаность основного пласта $ВК_1$ изменяется в диапазоне 0,66–0,86. Морфологическая неоднородность пластов $ВК_{2-3}$ выше, песчаность изменяется в диапазоне 0,41–0,68.

Перемычка неколлектора между пластами $ВК_1$ и $ВК_{2-3}$ в среднем составляет 2–4 м, кроме того, имеются зоны слияния пластов.

Таким образом, пласты $ВК_1$ и $ВК_{2-3}$ составляют практически единый гидродинамически связанный объект. Несмотря на то, что при подсчёте запасов нефти часть пласта $ВК_1$ отнесена к нефтяной зоне, при рассмотрении пласта $ВК_1$ как эксплуатационного объекта, его следует относить к единому с пластами $ВК_{2-3}$ водонефтяному объекту. Это связано с тем, что технологически невозможно избежать при незначительных перемычках неколлектора перетоков воды, закачиваемой в пласт $ВК_1$, в нижележа-

щие пласты $ВК_{2-3}$. Это относится и добывающим скважинам, в которых при проектных режимах работы насосного оборудования неизбежны перетоки воды из нижележащих водонасыщенных пластов, даже в том случае, когда они не вскрыты перфорацией.

Распределение проницаемости по разрезу пластов $ВК_1$ и $ВК_{2-3}$ имеет следующую закономерность, оказывающую существенное влияние на характер выработки запасов нефти: проницаемость вверх по разрезу от подошвы к кровле уменьшается. В пласте $ВК_1$ выделяются два слоя, различающихся по проницаемости: нижний, более проницаемый (60–80 мД), на долю которого приходится только 30 % объёма пласта; верхний – с пониженной проницаемостью (10–30 мД), на долю которого приходится значительная часть запасов нефти пласта (до 70 %). Аналогичное строение имеют и пласты $ВК_{2-3}$.

Установленный характер распределения коллекторских свойств по разрезу пластов при эксплуатации скважин приводит к опережающей выработке нижней части пласта $ВК_1$, темп отбора которой будет как минимум в 2–3 раза выше, чем в остальной части пласта. В связи с этим уровень добычи нефти из викуловской свиты в ближайшие годы (5–10 лет) будет определяться в основном запасами нефти, сосредоточенными в нижней части пласта $ВК_1$, которые можно отнести к «активным» запасам.

Таким образом, основными особенностями геологической модели продуктивных пластов викуловской свиты являются:

1. Монолитное строение продуктивных пластов. При реализации внедряемых в настоящее время систем разработки и плотностей сетки скважин будет обеспечена высокая степень охвата нефти дренированием.

2. Незначительная перемычка неколлектора между пластами $ВК_1$ и $ВК_{2-3}$. При рабочих депрессиях для насосного способа (7–10) и качестве крепления скважин неизбежны перетоки воды из водоплавающего пласта $ВК_{2-3}$. Необходима реализация специальных решений в области строительства скважин. Пласты $ВК_1$ и $ВК_{2-3}$ следует рассматривать как единую водонефтяную залежь.

3. Низкое значение средней проницаемости пласта $ВК_1$, которое подтверждается результатами опробования и гидродинамических исследований скважин. Срок выработки запасов нефти может превысить физический срок пригодности скважин для эксплуатации. Необходимо обоснование бурения скважин-дублёров.

4. Неоднородное строение пластов по проницаемости. На долю нижнего, более проницаемого приходится только 30 % объёма пласта. Уровень добычи нефти из викуловской свиты будет определяться в основном запасами нефти, сосредоточенными в нижней части пласта. Необходимы работы по интенсификации отборов из низкопроницаемой кровельной части и изоляции промытой подошвенной части пласта.

Вопросы выработки запасов

В процессе опытно-промышленной эксплуатации продуктивных пластов установлены следующие основные факторы, осложняющие процесс разработки продуктивных пластов.

Викюловская свита

1. Продуктивный нефтенасыщенный пласт $ВК_1$ от водонасыщенного пласта $ВК_{2-3}$ отделяет незначительная перемычка неколлектора, толщина которой 2–4 м. При рабочих депрессиях для насосного способа (7–10 МПа) и существующем качестве крепления скважин отмечаются перетоки воды из водоплавающей части пласта. Необходимо совершенствование технологии крепления скважины.

2. Пласт $ВК_1$ сложен в основном низкопроницаемой породой, что подтверждается результатами опробования, гидродинамическими исследованиями скважин. Сроки физической пригодности скважин для эксплуатации (30–50 лет), что недостаточно для полной выработки запасов нефти. Необходимо применение технологий по повышению продуктивности скважин.

3. В разрезе пласта $ВК_1$ выделяется два интервала, различающихся по проницаемости. На долю нижнего интервала, проницаемость которого в 2–5 раза выше, чем

верхнего, приходится только 30 % запасов нефти. Технология разработки должна предусматривать селективное воздействие на пласт: изоляцию заводненной, более продуктивной части пласта и интенсификацию добычи из низкопроницаемой части.

Юрский комплекс

1. Основной объём песчано-алевролитовых пластов низкопродуктивен и даёт притоки нефти, равные 1–2 тонн/сут. при депрессии на пласт 5–11 МПа.

2. Выявленные высокопродуктивные зоны имеют ограниченные размеры. Высокие дебиты скважин, пробуренных в этих зонах, связаны с трещиноватостью коллекторов. Опыт закачки воды подтвердил наличие трещиноватых зон.

3. В связи с наличием высокопроницаемых зон требуется совершенствование технологии вскрытия пластов, крепления, освоения на приток, изменения конструкции забоя.

4. В связи с тем, что высокопродуктивные зоны имеют ограниченное распространение, по скважинам, попавшим в зону распространения низкопроницаемого коллектора, необходимо проведение работ по гидроразрыву пласта.

Таким образом, в процессе опытно-промышленной эксплуатации продуктивных пластов установлена необходимость совершенствования следующих основных направлений технологии разработки:

- крепление, вскрытие и освоение скважин;
- интенсификация добычи, повышение продуктивности скважин, селективное воздействие на пласт.

На Красноленинском месторождении предусматривается применение эффективной технологии заканчивания скважин, которая позволит повысить продуктивность, улучшить герметичность, избежать перетоков воды из водоносной части разреза викуловской свиты в нефтенасыщенную. Для ведения указанных работ привлечена на контрактной основе американская фирма «Halliburton». В скважинах, которые намечены для бурения на пласт ЮК, предусматривается проведение гидроразрыва пласта.

Динамика показателей разработки и фонда скважин

Объектами разработки на площади являются пласты ВК₁₋₂ (викуловская свита) и ЮК (тюменская свита). Средние глубины их залегания составляют 1600 и 2600 м. Физико-химические свойства пластовых флюидов не являются аномальными. Давление насыщения составляет 5,8 МПа. Газовый фактор колеблется в пределах 19 м³/м³.

Достигнутые средние дебиты механизированных скважин по объектам составляют 1–15 тонн/сут. В целом по площади отсутствуют осложнения, которые могли бы наложить ограничения на применение насосного способа добычи нефти.

Сравнительная технико-экономическая оценка насосных способов эксплуатации скважин показывает, что наименьшие приведённые затраты имеет вариант с применением УШГН. Также анализ результатов технико-экономической оценки применения УЭЦН, УШГН, УЭДН показал, что для условий данной площадки УШГН целесообразно применять при дебитах скважин до 40 тонн/сут.

В связи с изложенным, для эксплуатации механизированных скважин площади рекомендуется использовать установки электроцентробежных, электродиафрагменных и штанговых насосов с преимущественным использованием последних (75 %).

Согласно руководства по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири (РД 39-1-1007-84) для повышения эффективности эксплуатации наклонных скважин рекомендуется профиль, в котором угол наклона ствола в интервале работы оборудования ограничивается 20°, а интенсивность искривления должна составить не более 3° на 100 м.

При соблюдении этих требований при бурении скважин создаются благоприятные условия работы электронасосных и штанговых насосных установок. Надёжная и устойчивая работа насосных установок будет обеспечена при глубине спуска 900–1200 м (объект ВК₁₋₂).

Для скважин, пробуренных на тюменскую свиту, спуск насосного оборудования должен производиться на глубину 1000–1400 м (в зависимости от обводнённости). Основной фонд скважин будет оборудован установками штанговых насосов, что связано с невысокими средними дебитами скважин.

Установками электроцентробежных насосов рекомендуется эксплуатировать скважины с дебитами более 20 тонн/сут., диафрагменных – менее 16 тонн/сут.

Для реализации проектных решений в области техники и технологии потребуется следующее оборудование:

1. Для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами:
 - устьевая арматура АФК1Э-65-140 (ГОСТ 13846-84);
 - насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм марки «Д», «К» (ГОСТ 633-80);
 - электроцентробежные насосные установки серии УЭЦНМ в модульном исполнении (ТУ 26-06-1486-87) производительностью 50 м³/сут.
2. Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами:
 - штанговые глубинные насосы типа СШН диаметром плунжера 28–68 мм, вставные (ГОСТ 26-16-06-86);
 - станки-качалки типа СКД-6, СКД-8 (ГОСТ 26-16-08-87);
 - насосно-компрессорные трубы диаметром 60, 73, 89 мм (ГОСТ 633-80);
 - штанги диаметром 19, 22, 25 мм. (ГОСТ 13877-80).
3. Для скважин, оборудованных установками электродиафрагменных насосов:
 - устьевая арматура АФК1Э-65-140;
 - насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм марки «Д» (ГОСТ 633-90);
 - электродиафрагменные насосные установки производительностью 4–16 м³/сут. (УЭД9-000РЭ).

Подбор УЭЦН производится по РД 39-1-390-80 «Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам», подбор УШГН по РД 39-1-289-79 «Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки».

Расчёт насосно-компрессорных труб производится согласно РД 39-1-306-79 «Инструкция по расчёту насосно-компрессорных труб».

Малодебитный фонд скважин, эксплуатируемый в режиме периодической откачки, рекомендуется эксплуатировать согласно РД 39-1-154-80 «Методика по эксплуатации малодебитных глубинно-насосных скважин в режиме периодической откачки».

Для обеспечения планируемой эффективности использования фонда скважин, учитывая особенности эксплуатации добычного оборудования на площади, применению рекомендуется ряд новых технических разработок:

1. Для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами:
 - УЭЦНМ в модульном исполнении;
 - УЭЦН со встроенными устройствами, обеспечивающими контроль и автоматическое управление режимом работы.
2. Для повышения межремонтного периода работы электроприводных насосов необходимо оснащать их системой ТМС-3 (термоманометрическая система) производства завода «Электрон» Главтюменьнефтегаза.
3. Для скважин, оборудованных ШГН:
 - станки-качалки в исполнении «ХЛ»;
 - штанги с повышенными механическими свойствами, цельнотянутые штанги и муфты, наплавленные твёрдыми сплавами;
 - штанговые насосы с цельным цилиндром, износоустойчивые насосы.

Кроме того, на низкодебитном фонде скважин следует продолжать апробирование установок электродиафрагменных насосов.

Осложнения при эксплуатации скважин

Мероприятия в области борьбы с парафиноотложением

Добыча нефти на Ем-Ёговской площади осложнена выпадением асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании (НПО). Для решения вопроса борьбы с АСПО был проведён анализ состава и свойств нефтей, который показал, что данные нефти относятся к парафинистому типу П₂, маловязкие, лёгкие, усреднённые. Содержание парафина в нефти составляет 3,8 %, температура насыщения дегазированной нефти парафином составляет 31°С.

Для исключения простоев скважин и недобора нефти по причине выпадения АСПО необходимо предусмотреть мероприятия, включающие в себя защиту скважинного оборудования с помощью химических и тепловых методов.

В зависимости от интенсивности парафиноотложений изменяется и межочистой период (МОП) скважин от нескольких суток до нескольких месяцев. Для предотвращения выпадения АСПО необходимо низкодебитные скважины с интенсивной парафинизацией (МОП менее 15 суток) защищать с помощью ингибиторов парафиноотложений типа СНПХ.

Так как по составу нефти Ем-Ёговской и Талинской площадей сопоставимы, то можно рекомендовать реагенты СНПХ 7214р и 7215м, прошедшие опытно-промысловые испытания на Талинской площади и показавшие хорошие результаты. При применении данных ингибиторов на скважинах Талинской площади МОП в среднем составил 75 сут. (при периодической подаче), без применения реагентов на 90 скважинах МОП составил 31 сут.

Применение ингибиторов парафиноотложения наиболее эффективно методом непрерывного дозирования в затрубное пространство скважин дозированными насосами типа НД, УДЭ, БР. Удельный расход реагентов 100 г на тонну нефти.

Часть скважин с АСПО (МОП 15-30 сут.) необходимо обрабатывать растворителями с целью удаления АСПО со стенок насосно-компрессорных труб. В качестве растворителей применять гексановую, ксилольную фракции (ГФ, КФ), лёгкую пиролизную смолку (ЛПС) и их композиции: ГФ с КФ в объёмном соотношении 5:1, ГФ с ЛПС 1:1 или 3:1. Закачку реагентов проводить периодически с помощью агрегата ЦА-320. При применении химреагентов руководствоваться РД 39-01-48070-88Р «Технология удаления и предотвращения парафинообразования в нефтепромысловом оборудовании».

Скважины с незначительной интенсивностью парафинизации (МОП более 30 сут.) обрабатывать горячей нефтью с помощью агрегата ЛДП-4, периодичность обработки 1-2 раза в квартал.

Мероприятия по борьбе с солеотложениями

Анализ промыслового материала (состав пластовой и закачиваемой в систему поддержания пластового давления вод, динамика изменения обводнённости продукции добывающих скважин, термобарические параметры пластов) показывает, что появления отложений неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании на площади можно ожидать с 1992 года.

Для своевременного выявления фонда скважин, работа которых осложнена отложением солей в оборудовании, необходимо проводить обследование скважин, обводненность продукции которых достигла 50 %, в соответствии с РД 39-0148070-026ВНИИ-86 «Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения».

Для предупреждения отложений солей в нефтепромысловом оборудовании наиболее эффективным является химический способ с использованием ингибиторов солеотложения типа ПАФ.

В настоящее время ингибиторы применяются по способу периодической задавки в призабойную зону продуктивного пласта и по способу непрерывной подачи реагента дозированием в попутно добываемую воду; способ подачи ингибитора зависит от условий и зоны отложений солей. На скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН при отложении солей выше приёма насоса, возможно применение реагента по способу непрерывной подачи в затрубное пространство скважин. При отложении солей в приза-

бойной зоне продуктивного пласта, а также при невозможности регулярного подъезда к скважинам для обслуживания дозирочного оборудования, целесообразно производить задавку реагента в призабойную зону продуктивного пласта.

Технология применения ингибиторов изложена в РД 39-01-48070-003 ВНИИ-86 «Руководство по технологии применения ингибиторов отложений солей ПАФ-13А в добывающих скважинах».

Необходимое оборудование:

- цементируочный агрегат ЦА-320М или ЦА-320А;
- дозирочное устройство НД, выбор типоразмера производится с учётом суточного расхода реагента;
- автоцистерны ЦР-7АП, АЦП-7,5, АЦП-11.

Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

При сепарации нефти викуловской свиты, имеющей меньший по сравнению с тюменской свитой газовый фактор (25 м³/т против 198 м³/т), следует применять сепараторы по проекту ГП 496.00.000.В0 без УПО.

В случае смешения нефтей обеих свит в пропорциях, обеспечивающих газовый фактор 100 м³/т и более, узел первой ступени сепарации должен проектироваться по РД 39-0148070-303-85, что обеспечит качественную сепарацию при высоком газовом факторе.

Поскольку массовое содержание пропана в пластовой нефти превышает 2 % (3,98 % и 9,47 % для викуловской и тюменской свит), с целью увеличения глубины сепарации на концевой ступени Красноленинского ЦТП целесообразно предусмотреть продувку нефти газом в соответствии с РД 39-0148070-87Р.

В ближайшие годы весь объём добываемой жидкости будет транспортироваться на ЦТП, а в перспективе, как на ДНС-1 и ДНС-2, так и на других ДНС, которые будут проектироваться при дальнейшем освоении площади, целесообразно запланировать предварительное обезвоживание. Срок ввода в эксплуатацию установок предварительного сброса воды определяется при проектировании, для разработки технологической схемы этих установок и параметров работы необходимо проведение специальных исследований.

Товарную подготовку нефти Ем-Ёговской площади в перспективе целесообразно осуществлять (так же как в настоящее время) на существующей УПН Красноленинского ЦТП. В связи с тем, что доля сравнительно тяжёлой ($\rho = 857 \text{ кг/м}^3$) нефти викуловской свиты в общем объёме сырья, поступающего на УПН, будет возрастать, целесообразно оптимизировать параметры, а при необходимости и схему работы установки с учётом этого обстоятельства. Кроме того, при проектировании необходимо учитывать динамику добычи нефти по всем площадям, обработка сырья которых будет осуществляться на УПН Красноленинского ЦТП, поскольку при совпадении максимумов добычи может потребоваться расширение или реконструкция установки.

Согласно проектным решениям Гипротюменьнефтегаза газ с ДНС-1 и ДНС-2 в ближайшее время будет транспортироваться до Красноленинского ЦТП по системе газопроводов и использоваться главным образом на собственные нужды. В перспективе целесообразно подключение всех ДНС к общей системе газосбора района.

Требования и рекомендации к системе ППД

Закачка воды в нагнетательные скважины должна производиться по колонне насосно-компрессорных труб. Для оборудования нагнетательных скважин рекомендуется использовать для пласта ВК двухсекционные, ЮК – трёхсекционные насосно-компрессорные трубы типа размера 60×5,0.

Конструкция нагнетательных скважин должна обеспечивать надёжную эксплуатацию в течение всего срока разработки месторождения при проектном давлении нагнетания 18 МПа.

Устья всех нагнетательных скважин рекомендуется оборудовать малогабаритной утеплённой арматурой $D_y = 65$ мм. В случае задержки выпуска данной арматуры следует применять серийно-выпускаемую арматуру АНК1-65×210 с обязательным утеплением её в зимнее время специальными пенополистирольными колпаками и электрообогревом с помощью гибкой электронагревательной ленты. С целью защиты эксплуатационной колонны от высокого давления низ колонны насосно-компрессорных труб необходимо оборудовать пакерующими устройствами типа Б-76М. В первую очередь это мероприятие следует проводить на скважинах, обсадные колонны которых по каким-либо причинам не способны работать при проектном давлении.

Весь нагнетательный фонд должен быть оснащён расходомерами и регуляторами расхода воды. При отсутствии автоматических регуляторов расхода воды следует предусмотреть на устье каждой нагнетательной скважины или на блок-гребёнках кустов и КНС установку легкосъёмных штуцеров из износостойких материалов.

В качестве источника водоснабжения рекомендуется использовать подтоварную и пресную воду. Для обеспечения проектного устьевого давления всех нагнетательных скважин рекомендуется использовать насосы ЦНС 180-1900.

Допустимые нормы содержания твёрдых взвешенных веществ (ТВВ) составили 35 мг/л, нефтепродуктов – 50 мг/л. Допустимые нормы содержания ТВВ и нефтепродуктов следует уточнять в процессе разработки месторождения.

В целях контроля за технологическими параметрами работы оборудования систем ППД следует установить средства учёта закачиваемой воды на выкидной линии каждого насосного агрегата, на каждом напорном водоводе в помещении распределительной гребёнки КНС и на устьях всех нагнетательных скважин.

Нагнетательные скважины пласта ЮК следует подключать к системе закачки воды основного объекта ВК. Учитывая, что в процессе эксплуатации системы ППД может возникнуть необходимость в дифференциации давлений нагнетания, необходимо устья всех скважин (в первую очередь скважин пласта ЮК) оборудовать средствами регулирования расхода воды.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Фациальная корреляция пласта ВК₁ (Красноленинское месторождение) в автоматизированном режиме / В.П. Алексеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 9–14.
12. Бабешина Е.И., Трушкова Л.В. Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов для Красноленинского месторождения // Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции магистрантов им. профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал» / Под общей редакцией М.А. Александрова. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 55–58.

13. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Красноленинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72
14. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
15. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
16. Батыров М.И., Савенок О.В. Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 58–71.
17. Батыров М.И., Савенок О.В. Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 72–88.
18. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
20. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 246–265.
21. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
22. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
23. Кудряшова Л.К. Гранулометрический анализ как основной метод обоснования условий формирования пластов-коллекторов ЮК_{2.5} Ем-Ёговской площади (Западная Сибирь) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 10. – С. 143–149.
24. Опыт первого применения современной технологии электромагнитного каротажа во время бурения в целях оценки параметров и углов залегания пласта в сложных геологических условиях Красноленинского месторождения / М.В. Свиридов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 3. – С. 35–43.
25. Спирин С.А., Зайцев К.А. Анализ эффективности проведения селективного воздействия на призабойную зону пласта нефтяных скважин Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 271–273.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
5. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: textbook / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : SRHPU (NPI), 2015. – 322 p.
6. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.

11. Facial correlation of formation BK₁ (Krasnoleninskoye field) in an automated mode / V.P. Alekseev [et al.] // Izvestia vysshee izucheniya institutov. Oil and gas. – 2011. – № 4. – P. 9–14.
12. Babeshina E.I., Trushkova L.V. Main principles of selecting the reagents-demulsifiers for Krasnoleninskoye field // Collection of scientific papers of the International scientific and technical conference of undergraduates named after Professor N.A. Malyushin «Oil and gas terminal» / Edited by M.A. Alexandrov. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2018. – P. 55–58.
13. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
14. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in the Em-Yogovskaya area of Krasnoleninskoye field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. P. 75–81.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
16. Batyrov M.I., Savenok O.V. Characteristics and study of the basic properties of productive formations of the Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 58–71.
17. Batyrov M.I., Savenok O.V. Exploration works in the northwestern part of the Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 72–88.
18. Development of physico-chemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks / D.A. Berezovsky [et al.] // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
20. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological modes of mechanized wells in the Talinskoye field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2018. – № 3. – P. 246–265.
21. Griguletsky V.G. Field watering is a radical issue of the Russian oil and gas industry today // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
22. Griguletsky V.G. Field watering is a fundamental issue of modern Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
23. Kudryashova L.K. Granulometric analysis as the basic method of substantiation of reservoir formation conditions of YK2-5 Yem-Yogovskaya area (Western Siberia) // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2015. – Vol. 326. – № 10. – P. 143–149.
24. Experience of the first application of modern electromagnetic logging technology during drilling to assess parameters and bedding angles in complex geological conditions of Krasnoleninskoye field / M.V. Sviridov [et al.] // Oil. Gas. Novation. – 2019. – № 3. – P. 35–43.
25. Spirin S.A., Zaitsev K.A. Analysis of the effectiveness of selective impact on the bottomhole zone of oil wells Krasnoleninsk oil and gas condensate field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 271–273.

УДК 622.276.66

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП
НА ЕМ-ЁГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR HYDRAULIC FRACTURING
ON THE EM-YOGOVSKAYA AREA
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD

Батыров Мухамед Измудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Аннотация. В статье приведена техника и технология проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения. Описано назначение гидравлического разрыва пласта, его развитие и особенности. Рассмотрены задачи гидроразрыва высокопроницаемых пластов и основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов. Приведено описание производственного процесса (подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП; изучение пластов и скважин; подбор скважин для проведения ГРП; проектирование КРС, ГРП, освоения, гидродинамических исследований и эксплуатации скважин; выполнение и технологическое сопровождение работ, анализ и составление отчёта о выполнении; продавка пласта и проведение пробного ГРП; освоение и очистка призабойной зоны; комиссия передача скважины и отчёт о выполнении проекта).

Ключевые слова: назначение гидравлического разрыва пласта, его развитие и особенности; новые технологии ГРП; расширение области применения ГРП; ГРП в горизонтальных скважинах; задачи гидроразрыва высокопроницаемых пластов; основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов; оборудование для ГРП; подготовка к проведению ГРП.

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Annotation. The article describes the technique and technology of hydraulic fracturing at the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field. The purpose of hydraulic fracturing, its development and features are described. The problems of hydraulic fracturing of highly permeable formations and the main parameters of hydraulic fracturing of highly permeable formations are considered. A description of the production process is given (selection of wells, data preparation and design of hydraulic fracturing; study of formations and wells; selection of wells for hydraulic fracturing; design of workover, hydraulic fracturing, development, hydrodynamic studies and well operation; execution and technological support of works, analysis and preparation of a report on the implementation; squeezing the formation and conducting a test hydraulic fracturing; development and cleaning of the bottomhole zone; commission transfer of the well and the report on the project implementation).

Keywords: purpose of hydraulic fracturing, its development and features; new hydraulic fracturing technologies; expanding the scope of hydraulic fracturing; hydraulic fracturing in horizontal wells; tasks of hydraulic fracturing of highly permeable formations; main parameters of hydraulic fracturing of highly permeable formations; hydraulic fracturing equipment; preparation for hydraulic fracturing.

Н азначение гидравлического разрыва пласта, его развитие и особенности

В настоящее время в разработку широко вовлекаются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, приуроченными к низкопроницаемым, слабодренлируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Бурение новых скважин требует привлечения значительных капитальных вложений. Для уточнения характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в слабоизученных зонах месторождения проводится расконсервация и пробная эксплуатация разведочных скважин. Бурение разведочных скважин на Талинском месторождении производилось в 1980-1990 гг., т.е. период консервации скважин в среднем составляет 10–15 лет.

Ввод в эксплуатацию разведочных скважин обусловлен увеличением времени освоения и требует использования специальных методов и различных технологий.

Из-за неблагоприятного воздействия на пласт при бурении, вторичном вскрытии и проведении различных технологических операций коллекторские свойства призабойной зоны пласта значительно ухудшены.

Одним из методов, позволяющим увеличить проницаемости призабойной зоны скважин является гидравлический разрыв пласта. ГРП позволяет соединить призабойную зону скважины с зоной коллектора не подвергшейся влиянию процессов происходящих при бурении и перфорации с ненарушенной зоной пласта.

Идея гидравлического создания трещины в продуктивной зоне для повышения её производительности была разработана в 20-х годах Р.Ф. Фаррисом из компании «Stanolind Oil and Gas Corporation». Эту концепцию он разработал на основе изучения давлений, с которыми при задавливании цемента, нефти и воды в пласт. В 1947 году «Stanolind» (в настоящее время компания «Amoco Production Corporation») осуществила первый экспериментальный гидроразрыв в скважине № 1 месторождения Klepper (Клеппер) в Грант Каунти, штат Канзас, США. Скважина не дала существенного прироста дебита, однако сама техника гидроразрыва продемонстрировала свою перспективность и уже в следующем году компания «Stanolind» представила документ, посвящённый процессу «гидрофрак». Компания «Halliburton Oil Well Cementing» приобрела лицензию на этот процесс и в 1949 году осуществила первые коммерческие обработки скважин, методом гидроразрыва, «значительно» подняв продуктивность двух скважин. Метод получил признание. К 1955 году объём гидроразрывных работ достиг 3 тысяч скважин в месяц, а к 1968 году уже было выполнено более полумиллиона гидроразрывов. В настоящее время от 35 до 40 % скважин подвергаются обработке методом гидроразрыва, а в США, где этот метод получил самое широкое распространение, запасы нефти возросли на 25–30 %. Признаков снижения интереса к гидроразрыву пока не наблюдается. Диапазон применения данной технологии распространяется от, главным образом, низкопроницаемых коллекторов до пород со средней и высокой проницаемостью. Гидравлический разрыв пласта представляет собой закачивание жидкостей с такой производительностью и под такими давлениями, которые достаточны для разрыва породы с идеальным формированием трещины с двумя «крыльями» одинаковой длины по обеим сторонам ствола скважины. Если закачивание будет прекращено после формирования трещины, жидкости постепенно протекут в пласт. Давление внутри трещины упадёт, и трещина закроется, не дав никакой дополнительной проводимости. Чтобы сохранить открывшуюся трещину, нужно либо использовать кислоту, чтобы она разъела её поверхности, не дав им сомкнуться, либо забить трещину проппантом (расклинивающим материалом) (обычно это песок), чтобы удержать её в открытом состоянии.

В настоящее время в типичной гидроразрывной обработке применяются сгущенные жидкости, которые закачивают последовательно. Первая стадия – это водяной буфер, полимер и добавки. Затем следует раствор, представляющий собой буфер плюс проппант – обычно песок – во взвешенном состоянии. По мере выполнения обработки закачиваются различные концентрации проппанта и различные объёмы раствора.

Давление, производимое буфером, даёт начало трещине и служит причиной её распространения. Раствор помогает удлинить трещину и перенести проппант дальше. Постепенно трещина заполняется до тех пор, пока не набивается в её оконечности.

Особенность метода в том, что при достаточно небольших затратах он чрезвычайно эффективен. Дебит нефти повышается в 5–8 раз, затраты на проведение ГРП единовременные, нет необходимости многократно вкладывать средства, как при других методах интенсификации нефтедобычи (эффективность, которых обычно кратковременная), небольшие единовременные затраты дают большой экономический эффект и наконец, отсутствует экологический риск, т.к. гель, являющийся песконосителем, саморазрушается, не принося никакого экологического ущерба.

Оценив экономическую, технологическую и экологическую выгоду метода «Гидравлического разрыва пласта», проанализировав особенности залегания, а также коллекторские свойства пласта, по рекомендациям специалистов Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (СибНИИ НП), Российской

академии наук и других научно-исследовательских и проектных организаций, руководство ОАО «ТНК-Нягань» пришло к выводу о необходимости реализации проекта гидроразрыва пласта на Талинском месторождении нефти.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – процесс обработки призабойной зоны скважины с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах призабойной зоны скважины, в результате чего увеличивается средняя проницаемость пласта в зоне распространения трещин и значительно улучшаются условия притока жидкости. Достигается это путём создания высоких давлений на забое закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает быстрое повышение давления на забое. При достижении давления, превышающего гидростатическое примерно в 1,5–2,0 раза, расширяются естественные и образуются новые трещины. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью. В дальнейшем эта жидкость извлекается в процессе освоения скважины.

В Западно-Сибирском регионе и в целом по России в основном применяется бурение скважин при помощи забойных двигателей, приводимых в движение буровым раствором, циркулирующим в скважине. В процессе бурения образуется шлам, который выносится из скважины на поверхность буровым раствором. Разбуривание продуктивных зон с применением необработанных буровых растворов на водной основе приводит к разбуханию глин присутствующих в пласте, и засорению пласта глинистой фазой бурового раствора. Попадание воды в продуктивный пласт влечёт за собой снижение фазовой проницаемости пласта для нефти.

При цементировании эксплуатационной колонны также происходит кольматация продуктивного горизонта по всей её длине, включая продуктивный горизонт. В силу высокого удельного веса тампонажного раствора происходит значительное отфильтровывание его в продуктивные горизонты, что зачастую влечёт за собой необходимость производства ГРП для восстановления связи скважины с коллектором.

Наиболее распространенный метод перфорации, кумулятивный метод, также имеет некоторые отрицательные черты. При простреле колонны на стенках перфоанала и в пласте образуется стекловидная плёнка из-за высокой температуры взрыва. Кроме того канал загрязняется продуктами взрыва и частицами перфорозаряда.

Такие загрязнения призабойной зоны скважины приводят к потребности применения ГРП для восстановления связи с чистым незакальматированным коллектором.

Основной целью ГРП является образование канала с высокой пропускной способностью для жидкости в пласте. На пласт действуют силы, обусловленные весом вышележащих пород, образующих горное давление. Для того чтобы образовать трещину в пласте необходимо преодолеть эти давления и разорвать связывающие породу силы. Это достигается путём создания в зоне пласта высокого давления, которое превышает значение горного давления. В призабойную зону скважины нагнетается жидкость высокой вязкости с пониженным значением отфильтровывания в пласт.

Высокий темп закачки обеспечивает условие, когда скорость подачи жидкости превышает скорость её отфильтровывания (матричный темп закачки) и за счёт этого давление в зоне пласта возрастает до значения, при котором происходит образование трещины.

Затем производится закачка так называемого объёма «подушки», жидкости необходимой для создания трещины необходимых размеров. Когда эта цель достигнута, трещина заполняется сыпучим расклинивающим агентом, который сохраняет трещину в раскрытом состоянии после снятия давления.

В результате описанной операции в пласте создаётся высокопроводимый канал, обеспечивающий свободный доступ пластового флюида из неразработанной части пласта в скважину.

Виды ГРП

В настоящее время в мировой нефтедобывающей практике используются три основных вида гидравлического разрыва пласта: обычный гидроразрыв пласта (ГРП), глубокопроникающий (ГГРП) и массивированный (МГРП). Каждый из этих видов имеет свою область применения.

ГРП используется как средство увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. Применяется, как правило, в отдельных скважинах с загрязнённой призабойной зоной с целью восстановления их естественной продуктивности, характеризуется использованием незначительного количества закрепляющего материала (5–10 тонн).

ГГРП является одним из наиболее эффективных методов, позволяющих увеличить продуктивность скважин, дренирующих низкопроницаемый пласт (с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$). Характеризуется этот процесс использованием больших количеств закрепляющего материала (10–50 тонн) и жидкостей разрыва ($150\text{--}200 \text{ м}^3$). В этом случае создаются трещины или система трещин значительной протяжённости (50–100 и более метров), охватывающие не только призабойную зону, но и значительную часть пласта. В этом основное отличие ГГРП от обычного ГРП. Область применения ГГРП – низкопроницаемые залежи или отдельные её участки с целью, в частности, достигнуть рентабельности разработки таких месторождений. Технология ГГРП предназначается для воздействия на неистощённые (невыработанные) нефтяные залежи, где продуктивные пласты представлены терригенными (песчаными) коллекторами.

МГРП – массивированный гидроразрыв пласта, который на практике применяется в низкопроницаемых коллекторах газовых месторождениях. Основной особенностью этого процесса является создание искусственных трещин очень большой протяжённости. Для этих целей используются большие количества закрепляющего материала.

Новые технологии ГРП

Существенное расширение области применения гидравлического разрыва и рост числа операций в течение последнего десятилетия связаны с интенсивным развитием технологий проведения обработок. К новым эффективным методам следует отнести технологию осаждения проппанта на конце трещины или концевое экранирование трещины (TSO), которая позволяет целенаправленно увеличить её ширину, остановив рост в длину, и тем самым существенно увеличить проводимость (произведение проницаемости и ширины). Для снижения риска попадания трещины в водо- или газоносные горизонты, а также для интенсификации выработки запасов низкопроницаемых слоёв применяется технология селективного гидроразрыва. Постоянно создаются новые материалы для ГРП. С целью предотвращения выноса проппанта из трещины создана технология PropNET, предусматривающая закачку в пласт одновременно с проппантом специального гибкого стекловолокна, которое, заполняя промежутки между частицами проппанта, обеспечивает максимальную устойчивость проппантной пачки. Для снижения степени остаточного загрязнения трещины разработаны низко полимерные жидкости разрыва LowGuar и система добавок к деструктору CleanFLOW. Применяется незагрязняющая пласт жидкость ClearFrac, которая не требует деструктора.

Совершенствуется информационная база проведения ГРП. Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, промысловый эксперимент, состоящий в проведении микро- и минигидроразрывов перед основным ГРП. Таким образом, определяется распределение напряжений в пласте, определяется эффективное давление разрыва и давление смыкания трещины, выбирается модель развития трещины, рассчитывается её геометрические размеры. Специальные приборы позволяют определить высоту и азимут трещины. С использованием специальных программ с учётом целей ГРП осуществляется «дизайн» трещины.

Применение новых технологий позволяет подобрать жидкость разрыва и проппант, максимально соответствующие конкретным условиям, и проконтролировать раскрытие и распространение трещины, транспорт проппанта во взвешенном состоянии вдоль всей трещины, успешное завершение операции. В последние годы разрабатывается технология комплексного подхода к проектированию ГРП как элемента системы разработки. Такой подход основан на учёте многих факторов, в том числе проводимости и энергетического потенциала пласта, системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, механики трещины, характеристик жидкости разрыва и проппанта, технологических и экономических ограничений.

Расширение области применения ГРП

В связи с появлением новых технологий практически нет ограничений по проницаемости на применение ГРП, в то время как в соответствии с традиционными представлениями гидроразрыв применялся только в низкопроницаемых пластах. Так, ГРП может применяться в нефтяных пластах низкой проницаемости $k < 0,005$ мкм², средней – $0,005 < k < 0,05$ мкм² и высокой $k > 0,05$ мкм²; в газовых пластах соответственно $k < 0,0005$ мкм², $0,0005 < k < 0,005$ мкм² и $k > 0,005$ мкм² с выбором соответствующей технологии. В средне- и высокопроницаемых пластах эффективны короткие и широкие высокопроводящие трещины, в низкопроницаемых – трещины большой длины и меньшей проводимости. Увеличение дебитов скважин после ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины, а также размерами трещины, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает с ростом длины трещины, существует предельная длина, превышение которой практически не увеличивает дебит жидкости. С учётом увеличения зон влияния скважин в результате создания трещин гидроразрыва при проектировании разработки с применением ГРП можно планировать более редкую сетку скважин.

Основные ограничения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, в которых возможны ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощённых пластах с низкими остаточными запасами и нефтенасыщенных линзах очень малого объёма, так как это не обеспечит окупаемости ГРП.

ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии гидроразрыва различаются, прежде всего, объёмами закачки технологических жидкостей и проппантов, а также размерами создаваемых трещин.

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективный метод снижения сопротивления призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины. При этом достаточно создать трещины длиной 10–20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц проппанта. В таких условиях дебит скважины увеличивается в 2–3 раза.

ГРП средне- и высокопроницаемых пластов – один из наиболее быстро развивающихся методов интенсификации добычи нефти. В высокопроницаемых пластах основным фактором увеличения дебита скважины вследствие ГРП является ширина трещины, в низкопроницаемых пластах – её длина. Для создания коротких трещин используется технология TSO (tip-screen-out), которая позволяет снизить объём жидкости гидроразрыва до 1–5 м³, одновременно увеличив массу проппанта до 20 тонн и более. Осаждение проппанта препятствует увеличению её длины. В результате дальнейшей закачки содержащей проппант жидкости ширина трещины возрастает до 25 мм (при обычном ГРП она составляет 2–4 мм) и эффективная проводимость трещины повышается до 500–3000 мкм²·мм. Эта же технология используется для предупреждения распространения трещины к водонефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождениях России, Северного моря, США, Канады, Бразилии, Венесуэлы, Мексиканского залива, Индонезии, Вьетнама, Саудовской Аравии. Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, даёт хорошие результаты при значительном ухудшении коллекторских свойств в призабойной как средство увеличения эффективного радиуса скважины. Оно эффективно:

- в многопластовых песчаных коллекторах, где вертикальная трещина обеспечивает непрерывную связь тонких песчаных прослоев с зоной перфорации;
- в коллекторах с миграцией мельчайших частиц, в которых в результате снижения скорости течения вблизи ствола скважины предотвращается вынос песка;
- в газовых пластах для снижения негативных эффектов, связанных с турбулизацией потока вблизи скважины.

Технология импульсного гидроразрыва позволяет создавать в скважине несколько радиально расходящихся от ствола трещин, что может эффективно использоваться для преодоления скин-эффекта, особенно в средне- и высокопроницаемых пластах.

Проведение глубокопроникающего гидроразрыва с образованием протяжённых трещин увеличивает не только проницаемость призабойной зоны, но и охват пласта воздействием, способствует вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышает нефтеотдачу. При этом возможно снижение текущей обводнённости добываемой продукции. Оптимальная длина закреплённой трещины, превышение которой практически не увеличивает дебит жидкости, при проницаемости пласта $0,01\text{--}0,05\text{ мкм}^2$ обычно составляет $40\text{--}60\text{ м}$, объём закачки составляет десятки-сотни кубических метров жидкости и десятки тонн проппанта. При проницаемости пласта около $0,001\text{ мкм}^2$ оптимальная длина трещины равна $100\text{--}200\text{ м}$, объём закачки – сотни кубических метров жидкости и $100\text{--}200$ тонн проппанта.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов сверхнизкой проницаемости (менее 10^{-4} мкм^2) в США, Канаде и некоторых странах Западной Европы успешно применяют технологию массивированного ГРП. При этом образуются трещины протяженностью около 1000 м с закачкой от сотен до тысяч кубических метров жидкости и от сотен до тысяч тонн проппанта. В большинстве случаев операции оказались успешными, и дебит увеличился в $3\text{--}9$ раз. Получила распространение технология последовательной закачки в трещину проппантов, различающихся по фракционному составу и другим свойствам.

ГРП в горизонтальных скважинах

По характеру расширения зоны дренирования скважины глубокопроникающий и массивированный гидроразрыв можно сравнить только с горизонтальными и пологонравленными скважинами. Основные отличительные особенности каждой из этих технологий определяют их возможности по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи. Если направление трещины ГРП предопределено распределением тектонических напряжений в пласте, то направление горизонтального ствола можно выбирать в соответствии с распределением запасов. Высокопроводящая трещина ГРП представляет собой поверхность, пересекающую пласт, к которой направлен поток флюида. Горизонтальная скважина является линейным стоком, и, следовательно, в её окрестности возникают гораздо более высокие фильтрационные сопротивления. Ситуация усугубляется в анизотропных пластах, в которых вертикальная проницаемость существенно ниже горизонтальной. При этом в отличие от ГРП эффект от бурения горизонтального ствола значительно уменьшается.

Существенные преимущества по сравнению с ГРП горизонтальные скважины имеют в водо- и газонефтяных зонах, где эффективно используются для снижения конусообразования. С помощью горизонтального ствола сложной траектории можно осуществлять выработку отдельных нефтяных линз малого объёма, самостоятельная разработка каждой из которых экономически неэффективна. В остальных случаях возможно применение каждой технологии, но окончательный выбор конкретной технологии должен осуществляться на основе технико-экономического анализа с учётом стоимости операции. Обычно операция ГРП в $5\text{--}10$ раз дешевле бурения вертикальной скважины, тогда как бурение горизонтального ствола в $1,5\text{--}3$ раза дороже ГРП.

Развиваются технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах. При этом удается существенно увеличить зону дренирования скважины, однако из-за высокой стоимости такие работы проводятся в основном на морских месторождениях. Ориентация трещины по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработаны технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине. При этом число трещин определяется с учётом технологических и экономических ограничений и обычно составляет $3\text{--}4$. Гидроразрывы в нефтяных и газовых горизонтальных скважинах проводились на месторождениях Северного моря. Крупнейший проект реализован на газовом месторождении Solingen (Золинген) (Германия), характеризующемся сверхнизкой проницаемостью коллекторов ($10^{-6} \div 10^{-4}\text{ мкм}^2$), средней пористостью $0,1\text{--}0,12$ и средней толщиной пласта около 100 м . В горизонтальном стволе длиной 600 м созданы четыре поперечные трещины, полудлина каждой составляет около 100 м . Максимальный дебит составил $700\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, затем снизился и стабилизировался на уровне $500\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$.

Если горизонтальный участок скважины параллелен направлению максимального горизонтального напряжения, то трещина гидроразрыва будет продольной по отношению к оси скважины. Такая продольная трещина не может обеспечить значительно-го увеличения дебита горизонтальной скважины, но скважина, пересечённая продольной трещиной, может рассматриваться как трещина очень высокой проводимости. С учётом того, что рост проводимости является определяющим фактором увеличения дебитов скважин вследствие ГРП в средне- и высокопроницаемых пластах, при разработке таких пластов возможно использовать гидроразрыв в горизонтальных скважинах с образованием продольных трещин. Опытные работы по определению эффективности продольных трещин, проведённые на месторождении Kuparuk-River (Купарук-Ривер) (Аляска) в четырёх горизонтальных скважинах, показали, что продуктивность в среднем увеличилась на 71 %, а затраты – на 37 %. Во всех скважинах выбор между проектированием вертикальных скважин с ГРП, горизонтальных скважин или горизонтальных скважин с ГРП осуществляется на основе оценки экономической эффективности конкретной технологии.

Значимость технологии ГРП для месторождений Америки и Западной Европы подтверждается тем, что добыча 1/3 запасов углеводородов здесь возможна и экономически оправдана только с проведением гидроразрыва пласта. В настоящее время ГРП осуществляется в более 40 % нефтяных и более 70 % газовых скважин.

Технология нефтедобычи включает в себя целый ряд мероприятий, связанных с продуктивностью скважины и индексом приёмистости. В сущности, есть разница между технологией разработки пласта, которая охватывает широкий круг вопросов, связанных с нефтяными и газовыми коллекторами (в частности, объёмом и временным охватом извлечения сжиженных нефтепродуктов), и технологией нефтедобычи, часто относящейся к одной или нескольким конкретным скважинам. Одним из главных факторов является стремление ускорить темпы добычи путём увеличения дебита скважины или объёма закачиваемой жидкости в единицу времени. Широко внедряются и используются новые понятия, такие как повышение продуктивности и воздействие на скважину. Иногда настолько же важным является уменьшение депрессии скважины, т.е. разности давления вытеснения (пласта) и динамического забойного давления. На первый взгляд, чем ниже динамическое забойное давление, тем больше должен быть темп добычи, но это не всегда желательно. Понижение динамического забойного давления может повлечь за собой множество вредных последствий, таких как загрязнение, парафинирование и отложение асфальтена; образование конуса обводнения или газового конуса и вынос песка. Таким образом, очень важно сразу же осознать, что возбуждение и предполагаемое увеличение коэффициента продуктивности скважины не приводят сами по себе к повышению темпа добычи. Коэффициент продуктивности распределяется при этом таким образом, что некая соответствующая его часть идет на повышение темпа выработки и/или уменьшение депрессии, в зависимости от характеристик данной скважины.

Задачи гидроразрыва высокопроницаемых пластов

Первая задача заключается в интенсификации притока или нагнетания скважины.

Помимо очевидных, имеются следующие основания для применения гидроразрыва высокопроницаемых пластов:

1. Предотвращение повреждения продуктивного пласта.

Трещина, распространяющаяся за пределы области повреждения призабойной зоны, эффективно предотвращает и сводит на нет эффекты упомянутой зоны повреждения. Если не принять мер против этих эффектов, производительность уменьшится, и произойдёт значительное нежелательное падение давления в скважине. Кислотная обработка под давлением ниже давления гидроразрыва часто недостаточно эффективно предотвращает повреждения в призабойной зоне, либо оказывается безрезультатной.

2. Снижение депрессии в призабойной зоне при выходе продукта.

Депрессия, равная разности давления пласта и динамического забойного давления, является единственной силой, обеспечивающей движение потока от пласта к

стволу скважины. Увеличение депрессии может сказаться на прочности пласта. Непрочность пласта может привести к миграции мелких фракций и песка в зону ствола скважины. При коротком и широком разрыве эта проблема решается в результате уменьшения как депрессии, так и скорости песка-коллектора вблизи ствола скважины.

3. *Улучшение сообщения между слоями пласта и стволом скважины.*

В многослойных пластах из песка и сланца тонкий слой песка может недостаточно эффективно сообщаться со стволом скважины. Образование трещины обеспечивает непрерывную проницаемую по вертикали связь с перфорационными каналами.

4. *Уменьшение воздействия недарсиевого потока в очень осушенном газе и/или в газоконденсатах.*

Обычно для пластов с проницаемостью ниже 5 миллидарси влияние недарсиевого потока незначительно. В высокопроницаемых пластах недарсиев член возрастает и может существенно уменьшить дебит скважины. Гидроразрыв обеспечивает более высокую удельную проводимость, и скорость потока от резервуара может уменьшиться достаточно для устранения или существенного уменьшения недарсиевых эффектов.

Основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов

В целом гидроразрыв высокопроницаемого пласта не отличается от гидроразрыва малопроницаемого пласта. Оптимальное достижимое значения безразмерной удельной проводимости трещины равно 1,6 для любого объёма расклинивающего агента в бесконечном разрабатываемом пласте (согласно Пратсу (Prats). Безразмерная удельная проводимость трещины по Синко-Лей (Cinco-Ley) определяется по формуле:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f},$$

где C_{fD} – безразмерная удельная проводимость трещины; k_f – проницаемость пачки расклинивающего агента; w – среднее значение ширины трещины; k – проницаемость пласта и x_f – полудлина трещины.

При оценке скин-эффекта учитывается и проницаемость трещины, и её длина (sf), используемая для «учёта» стимулирующего воздействия гидроразрыва. При сложении с безразмерным членом давления, описывающим поведение пласта, данный скин-эффект учитывается в радиальном и псевдордиальном потоке в точности как любой другой скин-эффект.

При гидроразрыве высокопроницаемого пласта основным требованием является гораздо более высокая проницаемость трещины по сравнению со случаем неограниченного распространения трещины; длина трещины при этом играет второстепенную роль. Высокая проницаемость трещины достигается за счёт увеличения её ширины (по сравнению с гораздо меньшей шириной трещины при гидроразрыве малопроницаемого пласта) при высокой проницаемости пачки расклинивающего агента и малой длине трещины (по сравнению с требуемой длиной трещины в малопроницаемых пластах).

Необходимость высокой концентрации расклинивающего агента в трещине иногда требует использования высокой концентрации расклинивающего агента в глинистом буровом растворе. Таким образом, высокопроницаемый гидроразрыв требует тщательного планирования, ясного понимания реологии как жидкости, так и расклинивающего агента, а также более точного расположения пачки расклинивающего агента по сравнению с малопроницаемыми пластами.

Для достижения максимальной концентрации расклинивающего агента в трещине и более высокой удельной проводимости применяется метод образования блока расклинивающего агента на входе в трещину (TSO). При использовании метода TSO боковое распространение трещины приостанавливается (необходимо полное выпадение расклинивающего агента из жидкости разрыва), после чего при продолжении закачки ширина трещины увеличивается. В результате получаем короткую трещину с высокой удельной проводимостью.

Для правильного применения TSO необходимо точно оценить давление и время смыкания трещины, а также свойства жидкости путём опробования перед обработкой или путем создания микротрещин.

Протечка флюидов может заметно затруднить обработку трещины в высокопроницаемом пласте. Для уменьшения проникновения продуктов, образующих корку, в пласт в направлении, перпендикулярном распространению трещины, применяются жидкости для гидроразрыва с образованием скин-эффекта (например, структурированные полимеры). Неуправляемое проникновение продуктов, образующих корку, может привести к серьёзному повреждению пласта.

Разъяснение факторов воздействия на отдачу трещин с ограниченной удельной проводимостью и описание типов повреждений, снижающих производительность, приведено в работах Синко-Лей и Саманиго (Cinco-Ley and Samaniego).

Снижение проницаемости пачки расклинивающего агента

В этом случае имеет место значительное изменение свойств пачки расклинивающего агента внутри трещины. Причиной этого является измельчение расклинивающего агента главным образом вследствие наличия нераздробленного слоя полимеризованной жидкости для гидроразрыва. Явления такого рода пагубным образом влияют на удельную проводимость трещины, их необходимо избегать либо сводить к минимуму.

Проблемы, связанные с измельчением расклинивающего агента, можно существенно уменьшить посредством выбора расклинивающих агентов соответствующей прочности. При гидроразрыве высокопроницаемого пласта следует любой ценой избегать «острых углов» в частицах расклинивающего агента. Фактически, принимая во внимание сравнительно малые объёмы расклинивающих агентов при гидроразрыве высокопроницаемого пласта, стремление к высокому качеству и прочности расклинивающего агента вполне оправдано. При этом кажущаяся выгода в результате экономии на расклинивавшем агенте полностью уничтожается даже незначительным снижением его проницаемости.

В последние годы ведутся обширные исследования по технологии дробления в области устранения проблем, связанных с полимеризацией. Предпринимаются попытки подбора химических агентов и разработки методики их подачи.

Оборудование для ГРП

Гидроразрыв пласта осуществляется с использованием комплекса оборудования, включая наземное и подземное (рис. 1), а также технологических жидкостей и материалов для образования и крепления трещин гидроразрыва.

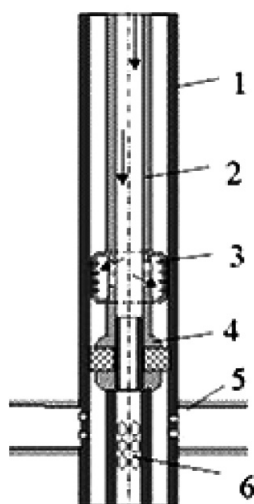


Рисунок 1 – Схема расположения оборудования при гидравлическом разрыве пласта:

1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;
3 – гидравлический якорь; 4 – пакер; 5 – продуктивный пласт; 6 – хвостовик

Наземное оборудование включает насосные установки для подготовки и закачки рабочих жидкостей, пескосмесительные установки для приготовления жидкостно-песчаной смеси и закачки её в пласт, подъёмный агрегат для монтажа и демонтажа наземного и подземного оборудования, манифольд (со станцией контроля) для обвязки устья скважины с наземного оборудования, ёмкости для технологических жидкостей.

При гидравлическом разрыве пласта в качестве подземного оборудования используются гладкие высокогерметичные насосно-компрессорные трубы из стали высокой группы прочности. Для разобщения фильтровой зоны ствола скважины от верхней части с целью предотвращения порывов эксплуатационной колонны применяются пакеры-разобщители.

Жидкости разрыва, используемые для ГРП, должны отвечать следующим требованиям:

- иметь определённую динамическую вязкость;
- пескоудерживающую способность;
- время стабильности при пластовой температуре;
- совместимость с пластовыми флюидами и породой;
- технологичность приготовления.

Примечания:

1. Тягач с лебёдкой для перемещения емкостей для ГРП. Во время ГРП не используется. Должен располагаться как можно дальше от устья скважины.

2. Грузовик для транспортировки и монтажа 3" манифольда высокого давления и защитного устройства фонтанной арматуры.

3. Будка Compu Van с лабораторным оборудованием для исследования свойств геля и контроля за процессом ГРП. Должна располагаться таким образом, чтобы был обеспечен хороший обзор трубопроводов высокого давления и устьевого оборудования.

4. Sand Kipper (песковоз) для транспортировки расклинивающего агента и для его подачи во время ГРП. Должен находиться за установкой для приготовления смеси.

5. Прицеп с ёмкостью для ГРП объёмом 500 баррелей (79,5 м³). Для проведения одного ГРП требуется 2 шт. Размеры: длина – 12,24 м; ширина – 2,44 м; высота – 3,96 м.

6. Приёмный трубопровод диаметром 4" для подачи воды, идущий от емкостей для ГРП. Также служит для подачи геля во время ГРП.

7. Трубопровод для возврата геля в ёмкости для ГРП в процессе приготовления смеси (рециркуляционный трубопровод) диаметром 4".

8. Установка для приготовления смесей (блендер), объёмом 50 баррелей в минуту (8 м³/мин.). Размеры: длина – 5,49 м; ширина – 2,44 м; высота – 2,44 м.

Этот блендер смонтирован на прицепе и фактические габариты установки на прицепе будут в действительности больше. В ближайшем будущем блендер будет установлен на шасси и станет самоходным. Блендер следует устанавливать как можно ближе к емкостям для ГРП, чтобы по возможности избежать осложнений с водозабором. Среднее расстояние составляет 3 м.

9. 4" нагнетательная линия. Среднее рабочее давление 60 psi (4 бар). Служит для подачи геля к насосу НТ-400.

10. Насосы НТ-400 – 4 шт. мощностью 650 ГЛС (английская лошадиная сила, равна 745,7 Вт) каждый. Размеры: длина – 7,32 м; ширина – 1,65 м; высота – 3,20 м.

Насосы НТ-400 установлены на прицепе (по 2 шт. на одном прицепе). Фактические габариты насосов на прицепе будут в действительности больше. В ближайшем будущем насосы НТ-400 будут также установлены на шасси. Среднее расстояние от блендера составляет 3 м, а минимальное расстояние от устья скважины – 10 м.

11. 3" линия высокого давления, максимальное рабочее давление 15000 psi (1034 бар).

12. Датчики давления – 2 шт. (0–15000 psi) (0–1034 бар).

13. 3" обратный клапан.

14. 3" тройник слива.

15. Фонтанная задвижка.

16. Защитное устройство для фонтанной арматуры.

17. Оборудование устья скважины.

18. Насосный агрегат российского производства для поддержания затрубного давления + 80 бар.

19. Трубопровод затрубного давления российского производства. Рабочее давление – не менее 150 бар.

20. Предохранительные клапаны – 2 шт.

21. Датчик давления.

В качестве закрепителя трещин при реализации технологии ГГРП возможно использование кварцевого песка определённой фракционности, либо его искусственного аналога – проппанта. Для ГГРП разработаны и используются два типа жидкостей разрыва на водной основе с применением полимеров и на нефтяной основе.

В процессе проектирования и расчёта технологических параметров ГГРП используется более 40 параметров, характеризующих:

- параметры нефтяного пласта (радиус скважины, толщину продуктивного пласта, проницаемость коллектора и т.д.);
- конструкцию скважины.

Моделирование гидроразрыва и определение его основных расчётных параметров производится с помощью специальных компьютерных программ, таких как NoDal и других. В результате моделирования при задании ожидаемых параметров ГГРП строится теоретическая эпюра операции.

Выбор скважины для ГГРП осуществляется с использованием гидродинамических характеристик пласта, призабойной зоны и скважины.

Подготовка к проведению ГРП

Гидроразрыву пласта предшествует большой объём подготовительных работ, связанных с изучением геолого-промысловых материалов, исследованием скважины и обследованием её технического состояния, а также по технико-технологическому обеспечению осуществления процесса. По скважине, намеченной для проведения в ней гидроразрыва, прежде всего, проводится анализ всех геолого-промысловых материалов:

- текущего, начального дебита скважины;
- текущей обводнённости продукции.

Анализируются результаты предыдущих обработок пласта с целью интенсификации притока, производится анализ работы подземного оборудования (ЭЦН, ШГН), текущих капитальных ремонтов скважины.

По результатам анализа геолого-промысловых материалов намечаются объёмы дополнительных геолого-промысловых и гидродинамических исследований для получения достоверной информации о скважине и пласте, необходимых для планирования работ по гидроразрыву пласта.

Непосредственно процесс подготовки скважины включает следующие операции:

- планировку и подготовку площадки у скважины для размещения основного и вспомогательного оборудования гидроразрыва – подъёмного агрегата, основного и вспомогательного, емкостей для рабочих и вспомогательных жидкостей;
- монтаж передвижной подъёмной установки типа А-50У для осуществления спускоподъёмных операций;
- подъём из скважины фонтанного лифта или насосной установки, замер забоя скважины, а также при наличии гидратопарафинной пробки, промывку её;
- шаблонирование эксплуатационной обсадной колонны для посадки опрессовочного пакера и опрессовки эксплуатационной колонны;
- спуск в скважину подземного оборудования, высокопрочных насосно-компрессорных труб с пакером;
- оборудование устья скважины фонтанной арматурой в зависимости от ожидаемого давления.

Подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП.

Изучение пластов и скважин

Процесс начинается с изучения геологических и технических характеристик месторождения, пластов и отдельных скважин. В том числе используется вся необходимая по данным пунктам документация:

- структурно-тектонические карты;
- карты распространения песчаников;
- карты эффективных мощностей;
- карты изобар;
- карты текущего состояния разработки;
- карты накопленных отборов и закачки;
- геологические разрезы;
- каротажные диаграммы.

Основной целью этого процесса является определение текущего состояния нефтеотдачи отдельных участков пласта из-за очень сложного геологического строения. Участки с низким коэффициентом нефтеотдачи, т.е. с низкой проницаемостью нуждаются в ускорении темпа выработки. Самым эффективным мероприятием при данных геологических условиях является выполнение гидравлического разрыва пласта.

Подбор скважин для проведения ГРП

Следующим этапом этого процесса является подбор скважин для проведения ГРП. При этом необходимо анализировать местоположение отобранных скважин по отношению к фронту закачиваемой воды, а также по отношению к водонефтяному контакту. Целью данного анализа является определение влияния созданной трещины на коэффициент охвата заводнения. Также необходимо изучение коэффициента расчлененности и песчанности для достижения как можно большего охвата песчаных пропластков трещиной гидравлического разрыва пласта. При этом проводится оценка механических свойств горных пород (напряжение, модуль Юнга и коэффициент Пуассона). От этих параметров зависит геометрия создаваемой трещины. Необходимо подробное изучение истории эксплуатации скважин, расчёта газового фактора для периодов, когда не проводились замеры, анализ гидродинамических исследований пластов и скважин с целью определения проницаемости и скин-эффекта, как одного из самых важных параметров для расчёта продуктивности скважины до и после проведения ГРП. Анализируются причины простоев, характер проведенных ремонтных работ и определяется техническое состояние скважин.

Для ГРП предпочтительны слабопроницаемые до $0,05 \text{ мкм}^2$, цементированные, крепкие породы. Предпочтительная толщина продуктивной части 5–15 м. Отмечается снижение результатов гидроразрыва от степени выработанности горизонтов и по месторождениям в целом. Лучшие результаты гидроразрывов в добывающих скважинах отмечаются по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющие более высокую нефтенасыщенность.

Гидравлический разрыв не рекомендуется проводить в скважинах:

- с нарушенной фильтровой частью;
- со сломом или смятием обсадной колонны;
- при недостаточной высоте подъёма цемента или при плохом состоянии цементного кольца за колонной.

Считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах.

Основываясь на перечисленных анализах, проведенных специалистами «Fracmaster», «Schlumberger», «BJ Services», «INA» совместно со специалистами ОАО «ТНК-Нягань», выполняется подбор скважин для проведения ГРП.

Проектирование КРС, ГРП, освоения, гидродинамических исследований и эксплуатации скважин

При помощи компьютерного моделирования определяется геометрия трещины (длина, высота и ширина) и объём необходимых материалов, т.е. пропанта, рабочей жидкости и химических добавок. При моделировании анализируется несколько вариантов геометрии трещины с учётом принципов рациональной разработки месторождения в целом. Для каждого отдельного варианта при помощи компьютерного моделирования рассчитывается добыча нефти без проведения и с проведением ГРП и на основании экономического анализа определяется оптимальная геометрия трещины, т.е. оптимальный вариант проведения ГРП.

Определение оптимальности так же включает в себя анализ метода оптимальной добычи нефти. Практика показывает, что определение и применение оптимальной геометрии трещины обеспечивает фонтанный способ добычи после ГРП. По выбранному варианту ГРП выполняется подробное проектирование и планирование по подготовке скважины и проведению самого гидроразрыва, которые учитывают фонтанную эксплуатацию скважины.

Проект состоит из следующих подразделов:

- входные геологические и технологические данные;
 - подготовительные работы;
 - спуск и монтаж оборудования, основываясь на компьютерном анализе напряжений;
 - продавка пласта;
 - пробный ГРП и замер температуры в стволе скважины;
 - гидроразрыв пласта (с приложением таблиц и графического изображения о последовательности и параметрах процесса);
 - очистка и освоение скважины;
 - гидродинамические исследования, прогноз добычи и критерии эксплуатации.
- Все вышеуказанные пункты проекта выполняются специалистами фирм, указанных выше.

Выполнение и технологическое сопровождение работ, анализ и составление отчёта о выполнении

Подготовка скважин к ГРП, спуск, монтаж и проверка функциональности оборудования осуществляется бригадами вышеуказанных фирм согласно проекта. Как уже было сказано, подземное оборудование используется как для проведения ГРП, так и для эксплуатации. Этим целям соответствует НКТ из стали высокой прочности и гидравлический пакер. Напряжение и нагрузки на пакер и устье скважины определяются при помощи компьютерных программ. Перед спуском оборудования в скважину проводится очистка эксплуатационной колонны скважины и спуск шаблона. В проекте и плане работ указывается подробное описание порядка спуска и монтажа оборудования, а также порядок проверки его функциональности.

Продавка пласта и проведение пробного ГРП

Подготовительные работы для проведения основного ГРП, т.е. продавка пласта и проведение пробного ГРП, выполняется бригадами подрядчиков.

После спуска и монтажа оборудования проводится продавка пласта (закачка 10 м³ дизельного топлива при скорости закачки в 1,5 м³/мин.). При продавке пласта проверяется функциональность оборудования, открываются закупоренные перфорационные отверстия и определяется проницаемость и пластовое давление.

Следующим этапом выполнения проекта является проведение пробного ГРП. Он осуществляется закачкой 20-30 м³ рабочей жидкости (гель на основе дизельного топлива) при скорости закачки в 4 м³/мин. Основной задачей проведения пробного ГРП является проверка коэффициента фильтрации рабочей жидкости (уход жидкости из созданной трещины в поровые пространства пласта). Кроме этого, замером температуры после проведения пробного ГРП определяется высота созданной трещины. Это

даёт возможность корректировать параметры при проведении основного ГРП в разделе плана по проведению основного ГРП.

Основной ГРП

Основной ГРП также проводится бригадами подрядчика. ГРП может быть успешно выполнен только при строгом соблюдении определённых проектом параметров. Поэтому важным пунктом процесса является испытание функциональности всего наземного оборудования и готовность всего персонала к началу процесса.

Первой частью процесса является закачка геля без проппанта до тех пор, пока не будет создана трещина достаточной длины и ширины, которая должна обеспечить нормальное движение проппанта в трещину. Затем закачивается проппант в растворе геля, а в конце данной операции раствор геля и проппанта в НКТ прокачивается чистым гелем.

Давление ГРП на забое скважины $P_{заб}$ определяется по формуле:

$$P_{заб} = P_{гор} + B_p,$$

где B_p – предел прочности пород продуктивного пласта на разрыв, МПа;
 $P_{гор}$ – величина горного давления, определяется по формуле:

$$P_{гор} = H \cdot \rho \cdot 10 \cdot (e^{-5}),$$

где H – глубина обрабатываемого пласта, м; ρ – плотность пород, слагающих разрез скважины, кг/м³.

Давление ГРП на устье скважины $P_{уст}$ определяется по формуле:

$$P_{уст} = P_{гор} + B_p + P_{тр} - P_{пл},$$

где $P_{тр}$ – потери давления из-за трения жидкости в трубах, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

После разрыва пласта для увеличения приёмистости скважины увеличивают расход жидкости и поднимают давление разрыва. При получении величины трещины, соответствующей проектной, начинается закачка расклинивающего материала в трещину для её закрепления. Эта стадия проходит при максимальных давлениях и производительности для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин (рис. 2 и 3).

Непосредственно после закачки расклинивающего материала без снижения темпов производится его продавка в пласт чистой жидкостью в объёме, равном объёму труб; затем останавливаются все агрегаты, закрывается устьевая задвижка, и скважина не менее суток находится на распределении давления и распаде геля.

Во время процесса ГРП в затрубном пространстве скважины поддерживается давление от 80–130 МПа с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер.

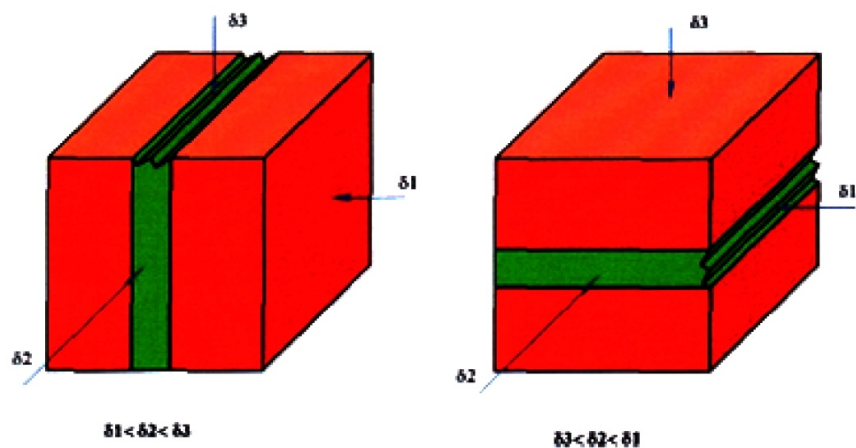


Рисунок 2 – Условия разрывов пластов

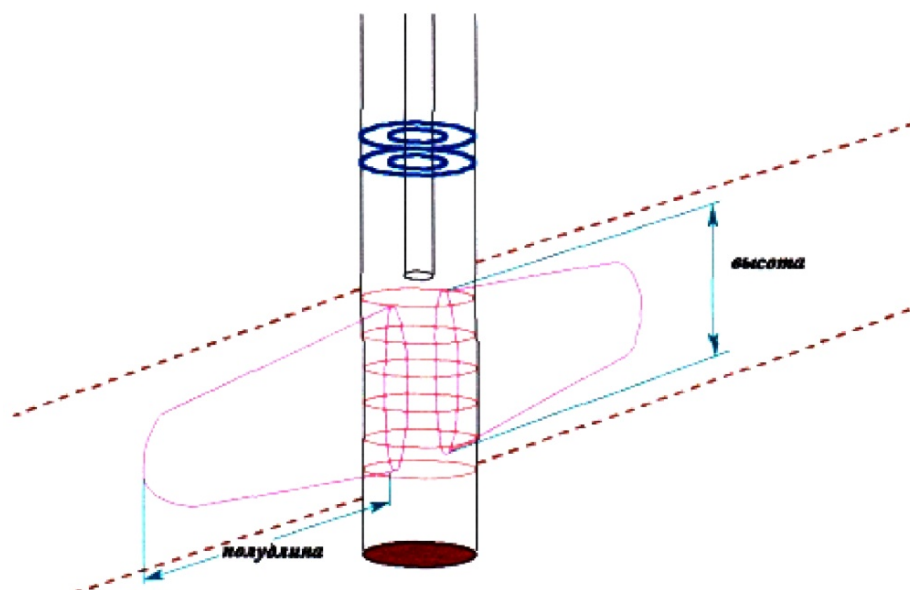


Рисунок 3 – Схема разрыва пластов

Все параметры ГРП (давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси) выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируется в памяти компьютеров.

По окончании ГРП скважина закрывается на 12 часов для смыкания трещины до расклиненной проппантом ширины и для разрушения гелеобразной структуры.

Освоение и очистка призабойной зоны

Эта часть процесса выполняется бригадами подрядчиков. Некоторые из скважин могут быть освоены фонтаном. Скважины, которые не смогут фонтанировать, осваиваются методом свабирования с определением гидродинамических характеристик пласта с последующим переводом на механизированный способ эксплуатации. Необходимо обратить внимание на то, что проектом предусмотрено применение установки «БНКТ» (гибкая труба) для освоения скважин, но данная установка до сих пор отсутствует. Установка «БНКТ» является более эффективной по сравнению со свабированием, особенно если требуется промывка оставшегося в скважине проппанта.

Гидродинамические исследования

Гидродинамические исследования включают в себя замер дебитов, динамического градиента давления, снятия кривых забойного давления и восстановления давления. Это выполняется по программе специалистов подрядчиков.

Комиссионная передача скважины и отчёт о выполнении проекта

После этого проводится комиссионная передача скважины департаменту добычи, а специалисты подрядчиков продолжают свою работу по данной скважине. Комплексным компьютерным анализом кривой давления до и после закачки рабочей жидкости и проппанта и особенно анализ кривой восстановления давления после вывода скважины в режим определяют фильтрационные свойства пласта и трещины, а также её геометрию (высота, ширина и длина). Основываясь на вышеуказанных анализах, т.е. уточнении данных, выполняется окончательное прогнозирование добычи нефти для данной скважины. Затем составляется отчёт о выполнении работ по данной скважине, включая все перечисленные анализы.

Результаты анализов и накопленный на предыдущих скважинах опыт используется для уточнения «картины» пластов и корректировки параметров ГРП.

Литература

1. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: справочное пособие. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2008. – 370 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Освоєння нафтових і газових свердловин / А.І. Булатов [и др.] // Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Бабешина Е.И., Трушкова Л.В. Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов для Краснотенинского месторождения // Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции магистрантов им. профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал» / Под общей редакцией М.А. Александрова. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 55–58.
12. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Краснотенинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72.
13. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Краснотенинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
14. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
15. Батыров М.И., Савенок О.В. Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 58–71.
16. Батыров М.И., Савенок О.В. Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 72–88.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
18. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
20. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 246–265.
21. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.

22. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
23. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 176–179.
24. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 261–264.
25. Савенок О.В., Мусафири Норманн. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефти и газодобычи // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 33–47.
26. Спирин С.А., Зайцев К.А. Анализ эффективности проведения селективного воздействия на призабойную зону пласта нефтяных скважин Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 271–273.
27. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта / А.Н. Янин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 64–68.

References

1. Bulatov A.I. Coiled tubing technology in drilling, completion and repair of oil and gas wells: a reference manual. – Krasnodar : Prosveshcheniye – South, 2008. – 370 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Development of oil and gas fields / A.I. Bulatov [and others] // Science and practice: monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda: Infra-Inzheneriya, 2021. – 652 p.
11. Babeshina E.I., Trushkova L.V. Main principles of selecting reagents-demulsifiers for Krasnoleninskoye field // Collection of scientific papers of the International scientific-technical conference of undergraduates named after Professor N.A. Malyushin «Oil and gas terminal» / Edited by M.A. Alexandrov. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2018. – P. 55–58.
12. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
13. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in the Em-Yogovskaya area of Krasnoleninskoye field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 75–81.
14. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Characteristics and study of the basic properties of productive formations of the Palyanovskaya area Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 58–71.
16. Batyrov M.I., Savenok O.V. Exploration works in the northwestern part of the Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 72–88.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies for sand cleaning from the bottomhole // Proceedings of the International Research Organization «Cognitio» on the XVI International Scientific and Practical Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part. 1. – P. 74–80.

18. Technology of cleaning wells from sand plugs in the conduct of workover operations by the example of Konitlorskoe oil field / D.A. Berezovsky [et al] // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
20. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological modes of mechanized wells in the Talinskoye field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2018. – № 3. – P. 246–265.
21. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. Features of Technology. Control and management of the properties of technological fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.
22. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields when measuring the indicators of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.
23. Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Application of coiled tubing in oil and gas industry // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – № 1. – P. 176–179.
24. Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies to remove hydrate plugs and well thawing // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 261–264.
25. Savenok O.V., Musafiri Normann. Development of coiled tubing technologies in the practice of oil and gas production // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 33–47.
26. Spirin S.A., Zaitsev K.A. Analysis of the effectiveness of the selective impact on the bottomhole zone of oil wells Krasnoleninsk oil and gas condensate field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 271–273.
27. Estimation of Hydraulic Fracturing Efficiency in Water-Oil Reservoir Zones / A.N. Yanin [et al] // Oil Industry. – 2012. – № 2. – P. 64–68.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ
С ЦЕЛЬЮ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
СЕВЕРО-КОЖВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION
FOR THE PURPOSE OF DESIGNING THE DEVELOPMENT
OF THE SEVERO-KOZHVINSKOE OIL FIELD**

Вахитов Виктор Олегович

студент,
направления подготовки нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
vahitov.v.o@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Северо-Кожвинское нефтяное месторождение находится в Печорском районе Республики Коми. Месторождение открыто в 1977 году в результате геолого-поисковых работ. Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина № 44, в которой при опробовании трёх интервалов в эксплуатационной колонне был получен фонтанный приток нефти. Промышленная нефтеносность месторождения связана с верхнедевонскими карбонатными отложениями пашийского, афонинского, старооскольского горизонтов. Пробная эксплуатация месторождения проводилась с 1980 года. С 1983 года начато его промышленное освоение. В статье рассмотрена литолого-стратиграфическая и тектоническая характеристика месторождения, его нефтегазоносность, а также проведено описание условий осадконакопления и свойств коллекторов.

Ключевые слова: геолого-геофизическая изученность; литолого-стратиграфическая характеристика; тектоническое строение месторождения; нефтегазоносность месторождения; условия осадконакопления; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов; свойства и состав нефти и попутного газа.

Vakhitov Viktor Olegovich

Student Training Direction,
Oil and Gas Engineering»,
Ukhta State Technical University
vahitov.v.o@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The Severo-Kozhvincskoye oil field is located in the Pechora region of the Komi Republic. The field was discovered in 1977 as a result of geological prospecting works. The exploration well № 44 was the first discoverer of the field, in which a gushing oil flow was obtained during testing of three intervals in the production string. The commercial oil-bearing capacity of the field is associated with the Upper Devonian carbonate deposits of the Pashi, Afoninsky and Stary Oskol horizons. Trial operation of the field has been carried out since 1980. Its industrial development began in 1983. The article discusses the lithological, stratigraphic and tectonic characteristics of the field, its oil and gas potential, and also describes the conditions of sedimentation and the properties of reservoirs.

Keywords: geological and geophysical knowledge; lithological and stratigraphic characteristics; tectonic structure of the field; oil and gas content of the field; sedimentation conditions; physical and hydrodynamic characteristics of productive reservoirs; properties and composition of oil and associated gas.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Кожвинское месторождение расположено в Печорском районе Республики Коми. Ближайшими населёнными пунктами являются посёлки Каменка, Кожва и районный центр г. Печора, находящийся в 32 км от Северо-Кожвинского месторождения. Вблизи от Северной железной дороги проходит трасса магистрального нефтепровода «Усинск – Ухта – Ярославль – Москва». В непосредственной близости от Северо-Кожвинского нефтяного месторождения находятся Лузское, Южно-Тереховейское, Южно-Лыжское нефтяные месторождения, приуроченные к Печорской группе поднятий (рис. 1).

Северо-Кожвинское месторождение приурочено к Лыжско-Кыртаельскому валу, осложняющему юго-западный блок структуры более высокого порядка – Печоро-Кожвинского мегавала. В составе Лыжско-Кыртаельского вала выделяется цепочка приразломных структур, одной из которых является Северо-Кожвинская.

История открытия и разведки месторождения

Северо-Кожвинская структура выявлена сейсморазведочными работами в 1952 году. По результатам последующих работ МОВ в 1970–1972 гг. месторождение было подготовлено к бурению по отложениям верхнего девона.

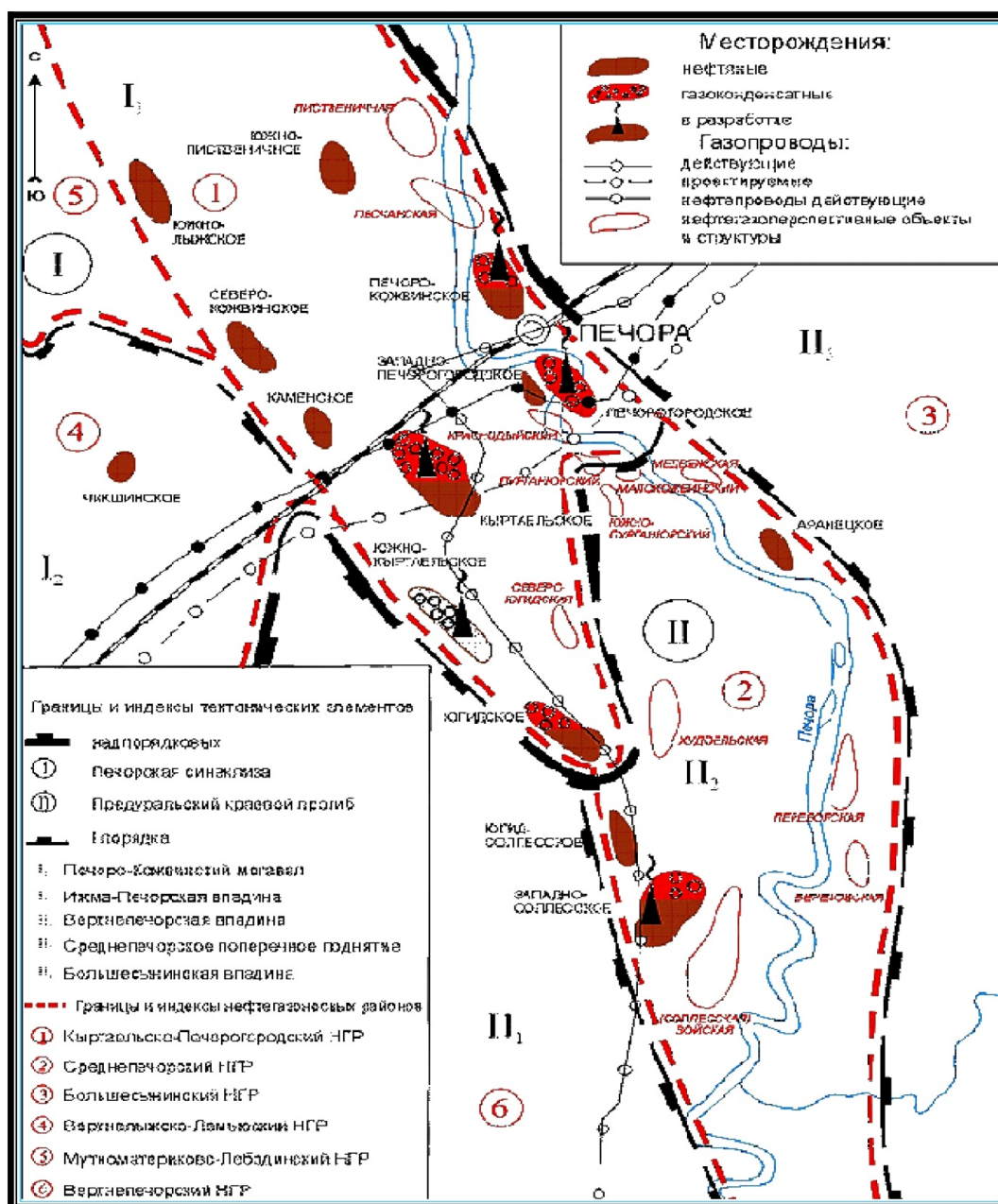


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

В 1977 году Северо-Кожвинская структура введена в глубокое бурение. За период с 1977 по 1982 гг. пробурены скважины №№ 41–47 (поисковые) и скважины 48–49 (разведочные) и открыто месторождение нефти (1977 г.) в терригенных отложениях дзьерского (пашийского) горизонта верхнего девона и дзельской свиты (староскольского горизонта) среднего девона.

В связи со сложным геологическим строением на месторождении были продолжены сейсморазведочные работы МОГТ в 1982 году, установившие сложное блоковое строение Северо-Кожвинской структуры. Работами МОГТ в 1992 году были подтверждены структурные построения предыдущих работ. В 1992–1993 гг. было проведено бурение разведочных скважин №№ Р-1, Р-1А, 150/1, 150/2 и по ним было установлено тектоническое строение площади, отличающее от полученных по данным сейсморазведки.

В 1996 году по заказу СП «Парманефть» с целью уточнения строения Северо-Кожвинского месторождения проводились сейсморазведочные работы МОГТ.

Добыча нефти на месторождении осуществляется с апреля 1998 года вводом в эксплуатацию двух разведочных скважин №№ 46 и Р-1А.

В течение 2000 года пробурены и введены в эксплуатацию две проектные добывающие скважины №№ 2 и 4, которые внесли существенные коррективы в геологическую модель залежи.

В 2001 году была пробурена скважина № 6, которая так и не введена в эксплуатацию, поскольку находится на КРС для восстановления цементного моста. В 2005 году эта скважина была переведена в нагнетательную. В 2002 году были пробурены скважины №№ 7 и 8.

Геолого-геофизическая изученность

Северо-Кожвинская структура была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОГТ в 1976 году по ОГ перми-силура.

По материалам по отражающему горизонту III Ф0 (подошва D3fm1Ф0) Северо-Кожвинская структура приурочена к зоне облекания барьерного рифа печорского возраста и представлена в виде брахиантиклинали северо-восточного простирания и локального купола в районе скважины № 44. Брахиантиклинальное поднятие по замкнутой изогипсе минус 1700 м имеет размеры 2,1×6,9 км и амплитуду до 50 м, а северный купол – 1,1×1,1 км и амплитуду около 15 м.

Структурные построения по кровле пласта Ф0 D3zd и кровле пласта Ф2 D3el, выполненные ОАО «Татнефтегеофизика» методом схождений, послужили основой для новой геологической модели. В 2004–2005 гг. в пределах указанной структуры были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ-3D и 2D. По результатам этих работ значительно изменилась геологическая модель месторождения. В связи с отмеченными выше обстоятельствами должна измениться и стратегия дальнейшего освоения и разработки рассматриваемых залежей.

Стратиграфия месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Северо-Кожвинского месторождения приводится в соответствии с унифицированной схемой стратиграфии.

Образования байкальского фундамента в пределах месторождения не вскрыты, но изучены бурением на близлежащих площадях, где слагают терригенную (№№ 13–Сотчемью, 21–Лемью-Ираель) и терригенно-карбонатную (№№ 11, 13–Седьвож) формации позднерифейско-вендского возраста, перекрытые в ряде скважин венд-кембрийской молассой и прорванные интрузиями гранитов (№ 11–Малая Пера).

Осадочный чехол на месторождении изучен в объеме палеозойских, мезозойских и четвертичных отложений. Вскрытая мощность осадочного чехла составляет 2401 м (скважина № 11 Северо-Аресская). Наиболее древними из вскрытых являются верхнеордовикские образования.

Палеозойская группа – PZ

Ордовикская система (O)

Ордовикская система (O) представлена отложениями верхнего отдела (O₃), в разрезе которого, вскрытого скважиной № 11, выделяются малотавротинский и салюкинский горизонты. Осадки малотавротинского горизонта (O₃mt), вскрытого мощностью 16 м, представлены переслаиванием доломитов, домеритов и аргиллитов с преобладанием первых. Разрез салюкинского горизонта (O₃sl) мощностью 17 м в скважине № 11 сложен глинисто-сульфатно-карбонатной ассоциацией пород в виде тонкого переслаивания пестроцветных доломитов, домеритов, аргиллитов.

Силурийская система (S)

Силурийская система (S) представлена только нижним отделом (S1) мощностью 72 м. Седиментационные и вторичные зеленовато-серые доломиты, неравномерно обогащённые глинисто-алевритовым материалом.

Девонская система (D)

Девонская система (D) в районе месторождения присутствует в объёме верхнего отдела мощностью до 700 м. Нижний и средний отделы размыты. Верхний отдел (D3) сложен породами франского и фаменского ярусов.

Франский ярус (D3f) представлен в объёме нижнего, среднего и верхнего подъярусов и характеризуется различными по литологии породами общей мощностью 443 м.

На Северо-Аресском месторождении нижнефранский подъярус присутствует только в объёме джьерского и тиманского горизонтов.

Джьерский горизонт (D₃dзr) мощностью 43 м представлен частым ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов при преобладании глинистых разностей. Породы содержат примесь туфогенного материала.

Тиманский горизонт (D₃tm) является региональным флюидоупором для среднедевонско-франского нефтегазоносного комплекса. Горизонт представлен преимущественно глинистыми осадками. В нижней части аргиллитами с прослоями алевролитов, туфоалевролитов, туфопелитов и туфов. В верхней части горизонта разрез сложен ритмичным переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Мощность горизонта составляет 30 м.

Отложения среднефранского подъяруса слагают осадки саргаевского и доманиковского горизонта.

Саргаевский горизонт (D₃sr). Разрез горизонта мощностью 20–25 м представлен тонким переслаиванием разнообразных пород – тёмно-серых, чёрно-коричневых аргиллитов, мергелей, глинистых тонкокристаллических известняков. В верхней части саргаевского горизонта (5–10 м) обычно появляются прослои битуминозных известняков и глинисто-битуминозных сланцев. Для этой части разреза характерны многочисленные и довольно разнообразные остатки ископаемых организмов.

Доманиковый горизонт (D₃dm). Отложения доманикового горизонта мощностью 8 м представлены тонкослоистыми известняками тёмно-серыми до чёрных, глинистыми и битуминозными, с прослоями мергелей и глинистых сланцев. Горизонт уверенно выделяется по керну и на диаграммах каротажа (высокие значения КС) и является региональным репером.

Отложения верхнефранского подъяруса в объёме ветласянского, сирачойского и нерасчленённых евлановского и ливенского горизонтов представлены образованиями трёх литолого-фациальных зон – «зарифовой» мелководно-шельфовой, рифогенной и депрессионной (компенсирующие толщи заполнения предрифовой впадины и доманикоидные отложения).

Ветласянский горизонт (D₃vt) мощностью 20 м представлен тёмно-серыми и чёрными битуминозными аргиллитами и глинистыми тонкослоистыми сланцами, неравномерно алевритистыми, с прослоями алевролитов. В верхней части толщи появляются прослои известняков.

Сирачойский горизонт (D₃srč) представлен предрифовыми и депрессионными образованиями в доманикоидных фациях. Мощность отложений составляет 57 м. Состав осадков аналогичен доманиковому горизонту.

Евлановский + ливенский горизонты (D₃ev+lv). Нерасчленённые евлановско-ливенские отложения мощностью 261 м представлены в объёме ухтинской и усть-ухтинской свит.

Нижняя, преимущественно глинистая по ГИС толща, отвечает усть-ухтинской свите (D₃u). Она сложена тёмно-серыми аргиллитами с прослоями алевролитов общей мощностью до 20 м.

Вышележащие отложения ухтинской свиты (D₃uh) на Северо-Аресской площади представлены отложениями «рифовой» зоны: переслаивание известняков, доломитов и реже доломитовых мергелей.

Фаменский ярус (D₃fm) присутствует в объёме нижнефаменского подъяруса (D₃fm₁).

Задонский горизонт (D_3zd). Отложения формировались либо над сводами верхнефранских рифов, образуя намывные острова и карбонатные отмели, характеризующиеся развитием зернистых осадков, либо на склонах рифовых тел, которые характеризуются широким развитием пелитоморфных (иловых), детритово-иловых, тонко-микрозернистых, часто глинистых, известняков.

В основании горизонта залегает глинисто-карбонатный пласт мощностью до 7 м. Выше залегает известняковый пласт (по местной нефтепромысловой номенклатуре пласт F_0zd) мощностью 26–42 м, к которому приурочены коллектора. Известняки от светло-серого до тёмно-серого цвета, с массивной или линзовидно-волнисто-слоистой текстурой, подчёркнутой распределением глинистого материала и горизонтальными стилолитами, заполненными чёрным глинисто-битуминозным и голубовато-зелёным глинистым материалом. Породы плотные, прослоями пористые, с многочисленными тонкими вертикальными трещинами, зияющими и заполненными кальцитом. По структурно-текстурным характеристикам, составу и содержанию форменных образований известняки подразделяются на 3 типа: водорослевые сгустково-комковатые, литокластические и тонко-мелкозернистые, среди которых в разрезе пласта F_0zd преобладающее значение имеют первые.

На Северо-Аресском месторождении к отложениям задонского горизонта приурочена промышленная залежь нефти.

В целом в разрезе пласта F_0zd можно проследить четыре пачки (снизу вверх): F_0-0 , F_0-1 , F_0-2 и F_0-3 . Коллектора приурочены к пачкам F_0-1 , F_0-2 и F_0-3 . Мощность пачки F_0-0 составляет 6–14 м (в среднем 9 м), F_0-1 – 5–12 м (в среднем 8 м), F_0-2 – 6–14 м (в среднем 9 м), F_0-3 – 3–8 м (в среднем 5 м).

Елецкий горизонт (D_3el). Отложения елецкого горизонта мощностью 202–236 м относятся на рассматриваемой территории к образованиям «зарифовой» зоны мелководного шельфа. В елецкое время на шельфе формировалась мощная глинисто-карбонатная толща. В регрессивные периоды откладывались пачки глинистых известняков, мергелей и известковистых глин. В трансгрессивные периоды формировались карбонатные пласты, которые согласно местной нефтепромысловой номенклатуре проиндексированы снизу вверх как F_0el , F_1 – F_4 . В целом елецкая толща характеризуется ритмично-слоистым строением разреза.

В основании елецкой толщи залегает известняково-глинистый пласт « G_0 », который перекрыт карбонатным пластом F_0el , над которым следится пачка « G », сложенная глинами, глинистыми известняками, мергелями с преобладанием глин.

Выше наблюдается чередование карбонатных пластов F_1 , F_2 , F_3 и F_4 и межпластовых известняково-глинистых пачек. Коллектора на месторождении приурочены к карбонатным пластам F_2 , F_3 и F_4 . В отличие от более южных районов в пласте F_1 присутствие коллекторов не отмечается.

Пласты F_2 , F_3 и F_4 , как и пласт F_0zd , в основном, формируют известняки водорослевые сгустково-комковатые, литокластические и тонкозернистые.

К пластам F_2 , F_3 и F_4 на месторождении приурочены промышленные залежи нефти.

Каменноугольная системы (С)

Отложения каменноугольной системы (С) в пределах исследуемой территории присутствуют в объёме нижнего, среднего и верхнего отделов.

Нижний отдел (C_1). В разрезах скважин Северо-Аресского месторождения выделены отложения визейского (C_1v) и серпуховского (C_1s) ярусов. Турнейский ярус размыт в результате предвизейской эрозии.

Визейский ярус (C_1v) в объёме верхневизейского подъяруса (C_1v_3) мощностью 58–73 м представлены преимущественно карбонатными породами, в основном, известняками, доломитами.

Отложения серпуховского яруса (C_1s) мощностью 29–39 м представлены карбонатными породами с маломощными прослоями аргиллитов в нижней части верхнесерпуховского подъяруса. Литологически разрез сложен преимущественно известняками серыми, светло-серыми, детритовыми, органогенно-обломочными, прослоями глинистыми, неравномерно доломитизированными, участками переходящими в доломиты, неравномерно зернистые, сульфатизированные.

Отложения среднего карбона (C_2) присутствуют в объёме башкирского (C_{2b}) и московского (C_{2m}) ярусов.

Разрез башкирских отложений C_{2b} мощностью 24–32 м сложен чередованием известняков и доломитов с подчинёнными маломощными прослоями терригенных. Известняки светло-серые с буроватым оттенком, детритовые, преимущественно водорослевые, фораминиферовые, неравномерно перекристаллизованные и доломитизированные, в нижней части часто глинистые с прослоями аргиллита. Доломиты светло-серые с буроватым оттенком, мелко-тонкозернистые, участками с реликтами тонкозернистого известняка, с включениями кремней.

Московский ярус (C_{2m}). Литологически разрез сложен переслаиванием известняков, мергелей и глин. Известняки серые, светло-серые, участками глинистые, органогенно-детритовые, водорослевые, с редкими включениями кремня. Доломиты серые со слабым коричневатым оттенком, неравномернозернистые, прослоями с реликтовой органогенной структурой, неравномерно известковистые, выщелоченные, трещиноватые. Мергели зеленовато- и тёмно-серые. Глины тёмно-серые и реже зеленовато-серые, часто известковистые с прослоями известняка и песчано-алевритовых пород. Мощность яруса составляет 132–139 м.

Разрез верхнего отдела (C_3) мощностью 42–55 м сложен известняками светло-серыми, с буроватым оттенком, желтовато- и коричневатосерыми, биоморфно-детритовыми, преимущественно водорослевыми и фузулинидовыми, неравномерно перекристаллизованными и доломитизированными, прослоями порово-кавернозные, сульфатизированные, с прослоями вторичных доломитов, со стяжениями голубоватосерого кремня и линзовидными прослоями кремнистого известняка.

Пермская система (P)

Пермские образования (P) представлены в объёме нижнего и верхнего отделов общей мощностью 650–699 м.

В разрезе нижнего отдела (P_1) прослеживаются нерасчленённые отложения ассельского + сакмарского (P_{1a+s}) и кунгурского (P_{1k}) ярусов; артинский (P_{1ar}) ярус отсутствует.

Ассельский + сакмарский ярусы (P_{1a+s}). Известняки серые, прослоями с буроватым оттенком, коричневатосерые и светло-серые, органогенно-детритовые, переслаивающиеся с оолитоподобными водорослево-фораминиферовыми и мелко-тонкозернистыми известняками, слабо и неравномерно глинистые и доломитизированные, пятнисто окремнённые, с конкрециями голубого кремня, плотные, крепкие. Прослоями отмечаются светло-серые доломиты и светло-голубоватосерые мелко-среднезернистые ангидриды. Толща выдержана по площади, мощность её составляет 139–164 м.

Отложения кунгурского яруса (P_{1k}) мощностью 71–82 м залегают со стратиграфическим перерывом на сакмарских отложениях. Литологически разрез сложен внизу карбонатно-терригенной пачкой, вверху – карбонатной.

Карбонатно-терригенная пачка представлена частым и тонким чередованием, переходящим в переслаивание, алевролитов, глин, мергелей, известняков. Карбонатная пачка представлена преимущественно мелко-, тонко- и скрытокристаллическими известняками и доломитами, переслаивающимися с мелкозернистыми и обломочными разностями.

В составе верхнего отдела (P_2) выделены отложения уфимского и нерасчленённых казанского + татарского ярусов общей мощностью 428–478 м.

Осадки уфимского возраста (P_{2u}) залегают на кунгурских отложениях. Мощность яруса варьирует от 195 м до 228 м.

В основании яруса залегает пачка сероцветных пород мощностью 30–40 м, состоящая из полимиктовых песчаников, алевролитов, глин, прослоев известняков. Породы ритмично переслаиваются, мощность прослоев достигает 2–3 м.

Вышезалегающие отложения литологически более однообразны и представлены пачкой переслаивания пестроцветно-красноцветных глин, аргиллитов, полимиктовых песчаников, алевролитов, мергелей. Глины в разрезе преобладают. Глины отличаются густой тёмно-коричневой окраской за счёт рассеянного тонкодисперсного гематита. Тёмно-коричневые глины плитчатые, содержат значительную примесь (до 20–25 %) алевритового материала.

Нерасчленённые отложения казанского + татарского ярусов (P_2kz+t) несогласно залегают на уфимских. Разрез сложен терригенными породами различного генезиса, формировавшимися в континентальных условиях озёрно-аллювиальной равнины. Общая мощность отложений изменяется от 207 м до 250 м.

Нижняя часть разреза представлена чередованием песчаных пластов (в основании некоторых из них присутствуют гравелиты и конгломераты), пачек ритмичного переслаивания серых песчаников, пестроцветных и красно-коричневых глин, алевролитов и глинисто-карбонатных пород.

Средняя часть разреза преимущественно глинисто-карбонатная, представленная, в основном, глинами пестроцветными и мергелями с конкрециями и прослоями глинистых и пелитоморфных известняков.

Вышезалегающие отложения представлены песчано-алевролитово-глинистой толщей, в которой ведущую роль играют серые, пестроцветные и коричневые глины, часто алевритистые, комковатые с карбонатными желвачками или тонкоотмученные с горизонтальной слоистостью. Характерно развитие почв, присутствие прослоев углестых глин и растительных остатков хорошей сохранности.

Мезозойская группа – MZ

Триасовая система (T)

Триасовые отложения (T) со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на денудированной поверхности пермских пород. Триасовая система представлена породами нижнего и среднего отделов общей мощностью 368–418 м.

Нижний триас (T_1) сложен песчано-глинистыми породами чаркабожской и харалейской свит.

Чаркабожская свита ($T_1\check{c}b$) мощностью 222–269 м представлена глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины красно-коричневые, часто с зеленовато-серыми пятнами, неравномерно алевритистые, оскольчатые, с поверхностями скольжения, содержат точечные выделения и желваки кальцита. Песчаники полимиктовые, зеленовато-серые, реже красно-коричневые, разномзернистые, глинистые. Алевролиты тонкослоистые, неравномерно известковистые.

Разрез харалейской свиты (T_1hr) мощностью 26–79 м сложен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники полимиктовые, серые с зеленоватым оттенком, средне-мелкозернистые, глинистые, с окатышами глин. Алевролиты тонкослоистые, неравномерно известковистые. Глины красно-коричневые, часто с фиолетовым оттенком, неравномерно алевритистые, с поверхностями скольжения.

Отложения среднего отдела (T_2) присутствуют в объёме ангуранской свиты (T_2an) мощностью 88–122 м, сложенной песчаниками с прослоями глин. Песчаники полимиктовые, серые и светло-серые, мелкозернистые, косо- и горизонтально-слоистые, с окатышами серых глин. Глины пестроцветные и серые, неравномерно-алевритистые, с прослоями и сферолитами сидерита, с растительными остатками.

Юрская система (J)

Со стратиграфическим перерывом юрские осадки (J) мощностью до 150 м залегают на поверхности триасовых отложений, выполняя неровности предъюрского рельефа, и представлены в объёме нерасчленённых нижнего + среднего отделов (J_{1+2}).

В нижней части разрез представлен песками и слабосцементированными песчаниками олигомиктовыми, светло-серыми до белых, с галькой и валунами изверженных и метаморфических пород, с подчинёнными прослоями глин серых и тёмно-серых, алевролитов, с растительным детритом, с конкрециями пирита.

Выше осадки представлены песчано-глинистыми породами. Глины серые, неравномерно алевритистые и песчаные, с гнёздами песчано-алевролитового материала. Песчаники желтовато-зеленовато-серые, разномзернистые, глинистые, рыхлые, участками с примесью гравия, с конкрециями пирита. Для отложений характерны линзы и конкреционные стяжения карбонатных пород (мергелей, глинистых известняков и сидеритов). Обогащение карбонатами связано с присутствием скоплений фауны пелеципод, аммонитов, белемнитов, фораминифер.

Кайнозойская группа – KZ

На мезозойских отложениях трансгрессивно, со значительным стратиграфическим перерывом, залегают отложения четвертичной системы (Q) мощностью 50–150 м, представленные суглинками и супесями тёмно-серыми, серыми с валунами, галькой и гравием метаморфических и осадочных пород, с прослоями песков, песчано-гравийного материала, галечников. Породы имеют разнообразный генезис – морской, ледниковый, аллювиальный, озёрный, болотный.

Тектоническое строение месторождения

По тектоническому районированию Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции исследуемая площадь расположена в западной части Лемъюской ступени – тектонического элемента II порядка в составе Омра-Лыжской седловины, которая, в свою очередь, относится к Ижма-Печорской синеклизе.

Омра-Лыжская седловина, охватывающая центральную, восточную и южную части Ижма-Печорской синеклизы, представляет собой крупную (70×500 км) меридионально вытянутую положительную структуру I порядка, отделяющую Верхне-Печорскую впадину от Нерицкой, Ижемской и Кипиевской ступеней Ижма-Печорской синеклизы. Северным ограничением седловины является Печоро-Кожвинский мегавал.

В пределах Омра-Лыжской седловины выделяются структурные элементы II порядка: Джебольская моноклираль, Омра-Сойвинская, Тэбукская, Лемъюская, Лузская и Ронаельская ступени, осложнённые, в свою очередь, малоамплитудными структурами и структурными носами, а также Мичаю-Пашнинский вал, сформировавшийся над Илыч-Чикшинской системой разломов.

По гипсометрическому положению Лемъюская ступень залегает выше расположенных с севера, запада и востока Лузской, Ижемской и Ронаельской ступеней и ниже Тэбукской ступени, расположенной южнее. Её размеры по кровле карбонатных отложений нижней перми-карбона составляют 110×55 км. Большое количество малоамплитудных структур, осложняющих ступень, ориентировано, в основном, в северо-восточном направлении и характеризуется унаследованностью в развитии. По отложениям нижнего палеозоя Лемъюская ступень сохраняет наклон на восток, а входящие в её состав структурные террасы имеют тенденцию к выволаживанию вверх по разрезу.

В западной части Лемъюской ступени выделяется Сотчемью-Аресская зона локальных поднятий северо-восточного простирания, включающая Нерцовскую, Аресскую, Северо-Аресскую, Турышевскую, Северо-Ираельскую, Сотчемьюскую, Восточно-Сотчемьюскую, Талыйюскую, Северо-Талыйюскую структуры, наиболее выраженные по нижнепермско-девонским отложениям. Перечисленные структуры расположены в пределах зон развития верхнефранских барьерных рифов, обусловивших наибольшую контрастность локальных структур по кровле верхнефранских отложений. Структуры представляют собой брахиантиклинальные складки северо-восточного простирания, разделённые малоамплитудными перегибами. Полоса верхнефранских барьерных рифов Аресско-Сотчемьюской зоны прослеживается в северо-восточном направлении вплоть до северной периклинали Талыйюского поднятия, далее она продолжается уже в пределах Лузской ступени, разворачиваясь в северном направлении, и трассируется вплоть до Южно-Терехевейской структуры.

По материалам по отражающему горизонту III Ф0 (подшва D3fm1Ф0) Северо-Аресская структура приурочена к зоне облекания барьерного рифа ухтинского возраста и представлена в виде брахиантиклинали северо-восточного простирания и локального купола в районе скважины № 11. Брахиантиклинальное поднятие по замкнутой изогипсе минус 1700 м имеет размеры 2,1×6,9 км и амплитуду до 50 м, а северный купол – 1,1×1,1 км и амплитуду около 15 м.

Кровлю карбонатных отложений фаменского яруса контролирует отражающий горизонт II-III, приуроченный к границе раздела каменноугольной и девонской систем. Структурный план по этому горизонту на площади сохраняет основные черты строения нижнефаменских отложений, но с весьма существенным выволаживанием локальных элементов.

Нефтегазоносность месторождения

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Тимано-Печорской провинции Северо-Аресское месторождение находится в юго-западной части Верхнелыжско-Лемъюского НГР Ижма-Печорской нефтегазоносной области.

Распределение зон нефтенакпления в верхнедевонских отложениях в пределах Верхнелыжско-Лемъюского НГР определяется характером распространения рифовых построек того или иного типа, которые совместно с надрифовыми пластами являются основными природными резервуарами, формируя комбинированные антиклинально-рифовые и надрифовые ловушки. Коллекторы установлены как в самих телах рифов, так и в перекрывающих их шельфовых толщах. В северной части Сотчемью-Аресской зоны над зонами облекания сирачойского и доманикового рифов, в частности, на Турышевском и Западно-Аресском месторождениях, увеличивается глинистость евлановско-ливенских отложений, рифогенные карбонаты замещаются шельфовыми глинисто-карбонатными породами, а над шельфовыми верхнефранскими коллекторами появляются маломощные глинистые зональные нижнефаменские покрышки, что позволяет сохраняться под ними верхнефранским залежам нефти. Выявленные на Турышевском и Западно-Аресском месторождениях залежи в D_3f_3 – массивные, сводовые. Коллекторами являются известняки и их доломитизированные разности.

Промышленно продуктивными и перспективными горизонтами нижнего фамена Сотчемью-Аресской зоны являются карбонатные пласты: Φ_0zd , Φ_0el , Φ_1el , Φ_2el , Φ_3el и Φ_4el . Залежи нефти в пласте Φ_0zd выявлены на Западно-Нерцовском, Нерцовском, Аресском, Западно-Аресском, Турышевском, Сотчемьюском, Восточно-Сотчемью-Талыйюском и других поднятиях. Тип ловушек – пластовые, антиклинальные, рифового облекания.

Так, например, на Аресском месторождении рифогенные карбонаты ухтинской свиты перекрыты карбонатными породами задонского горизонта. Ввиду повсеместного отсутствия над рифовыми массивами экранирующих толщ, залежи нефти здесь сконцентрированы только в фаменском надрифовом пласте Φ_0zd . В продуктивном разрезе выделено 4 продуктивных пачки (Φ_0-0 , Φ_0-1 , Φ_0-2 и Φ_0-3), образующих единый гидродинамически связанный резервуар.

На Сотчемьюском и Восточно-Сотчемью-Талыйюском месторождениях промышленная нефтеносность также связана только с надрифовым пластом Φ_0zd . Залежи нефти, выявленные на месторождениях, – пластовые сводовые, тектонически и литологически ограниченные. Всего в разрезе выделено 4 продуктивных пласта (по индексации ЗАО «Печоранефтегаз» – «красный», «зелёный», «голубой», «чёрный»), к которым приурочены обособленные залежи нефти, имеющие ВНК на разных отметках. Это связано с тем, что в разрезе пласта Φ_0zd появляются пласты мергелей, которые служат зональными внутриформационными флюидоупорами, кроме того, за пределами гребня евлановско-ливенского рифа коллекторские свойства известняков ухудшаются за счёт увеличения в разрезе прослоев тонкозернистых глинистых и пятнисто-доломитизированных известняков.

В вышезалегающих карбонатных пластах елецкого горизонта Φ_0el и Φ_1el в пределах Сотчемью-Аресской зоны коллектора, как правило, отсутствуют.

Промышленная продуктивность пласта Φ_2el доказана на Северо-Аресском месторождении, непромышленные притоки нефти получены на Турышевском и Аресском месторождениях.

Пласты Φ_3el и Φ_4el практически на всех площадях Сотчемью-Аресской зоны обводнены, лишь в скважине № 11 Северо-Аресская при испытании в эксплуатационной колонне были получены притоки нефти.

В пределах Аресской группы месторождений пласт Φ_5el практически повсеместно размыт.

К настоящему времени на Северо-Аресском месторождении промышленные залежи нефти выявлены в карбонатных нижнефаменских пластах Φ_0zd , Φ_2el , Φ_3el и Φ_4el . Коллекторами являются известняки и их доломитизированные разности со сложной структурой порового пространства, в строении которого участвуют поры, каверны и трещины в различном сочетании.

Ниже приводится характеристика залежей.

На месторождении выявлено две залежи нефти (снизу вверх):

- 1) залежь нефти в карбонатных породах пласта Φ_0 задонского яруса верхнего девона;
- 2) залежь нефти в карбонатных породах пласта Φ_2 елецкого яруса верхнего девона.

Залежь нефти пласта Φ_0 задонского горизонта – пластово-массивная, сводовая, сложного строения. Коллектора внутри пласта имеют неравномерное распространение.

Продуктивные отложения пласта Φ_0 , залегающие в среднем на глубине 1862 м, представлены известняками серыми, иногда коричневатыми, преимущественно тонкозернистыми, участками глинистыми, прослоями обломочными и органогенно-детритовыми, водорослевыми, неравномерно пористо-кавернозными. Покрышкой залежи служат глинистые отложения пачки «Г» (репер «Г»), распространенные на всей площади и выделенные во всех скважинах.

ВНК определен на абсолютной отметке минус 1678 м по материалам ГИС и данным испытания в открытом стволе и перфорированной колонне. По результатам испытаний максимальная глубина нижних дыр интервала перфорации, из которого получен приток безводной нефти, зафиксирована в скважине № 112 на отметке минус 1676 м. В скважине № 21 приток пластовой воды получен из интервала с верхними дырами перфорации на отметке минус 1678 м. По материалам ГИС самое низкое положение подошвы нефтенасыщенного коллектора отмечено в скважине № 157 на отметке минус 1678,1 м. Наиболее высокое положение кровли водонасыщенного пласта отмечено в скважинах №№ 21 и 162 на отметке минус 1677,6 м

Залежь характеризуется как пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 9,75×1,375 км, высота – 48 м.

В разрезе залежи прослеживаются четыре проницаемых пропластка: Φ_0-0 , Φ_0-1 , Φ_0-2 и Φ_0-3 (снизу вверх).

Общая толщина пласта Φ_0 достигает 55 м (скважина № 105), составляя в среднем 36,8 м. Эффективная толщина имеет среднее значение 6,21 м, при минимальном 1 м в скважине № 127 и максимальном 14 м в скважине № 159. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составляет 3,6 м, изменяясь по скважинам от 1 (скважина № 107) до 14 м (скважина № 159).

В разрезе прослеживаются от 1 до 8 мелких проницаемых прослоев. Коэффициент расчлененности равен 3,62, коэффициент гранулярности – 0,17.

Проницаемые отложения верхнего пропластка Φ_0-3 имеют почти повсеместное распространение по площади (93 %), отсутствуют лишь в скважинах №№ 101, 104, 107 и 157. В разрезе прослеживается от 1 до 3 проницаемых прослоя (в среднем 1,18), все – нефтенасыщенные. Общая толщина пропластка Φ_0-3 составляет 7 м, изменяясь от 5 (скважина № 22) до 9 м (скважина № 5). Эффективная толщина достигает 4,2 м (скважина № 159), имея среднее значение 1,65 м. Коллекторы занимают 23,4 % всего объема пропластка Φ_0-3 .

Коллекторы пропластка Φ_0-2 занимают 82 % площади и отсутствуют в скважинах №№ 2, 5, 22, 102, 103 и 127. Общая толщина в среднем составляет 7,5 м, имея минимальное значение 4 м в скважине №№ 22, максимальное – 13 м в скважине № 105. Эффективная толщина изменяется от 1 м в скважине № 107 до 2,8 м в скважине № 158, составляя в среднем 1,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 1,7 м, имеет тот же диапазон изменения. Коэффициент гранулярности равен 0,22. В разрезе прослеживается один проницаемый прослой.

Проницаемые отложения пропластка Φ_0-1 отсутствуют в скважинах №№ 105 и 127 и занимают 86 % площади. В разрезе прослеживается от 1 до 2 проницаемых прослоя (в среднем 1,47). Общая толщина пропластка Φ_0-1 в среднем составляет 8,81 м, изменяясь от 6 до 13 м. Эффективная толщина достигает 4,4 м (скважина № 104), имея среднее значение 2,99 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 в скважине № 112 до 4,4 м в скважине № 104 при среднем значении 3,2 м. Коллекторы занимают 35,5 % всего объема пропластка Φ_0-1 .

Коллекторы пропластка Φ_0-0 занимают 80 % площади нефтеносности. Общая толщина в среднем составляет 13,3 м, имея минимальное значение 7 м в скважине № 127, максимальное – 22 м в скважине № 105. Эффективная толщина изменяется от 0,8 м в скважине № 158 до 4 м в скважине № 5, составляя в среднем 1,9 м. Нефтенасыщенные карбонаты вскрыты в скважинах №№ 5, 101, 158 и 159. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 2,85 м. Коэффициент гранулярности – 0,13. В разрезе прослеживается от 1 до 2 проницаемых прослоя (коэффициент расчленённости – 1,09).

Залежь нефти пласта Φ_2 елецкого горизонта приурочена к глубинам 1655–1774 м (в среднем 1708 м). Продуктивными являются известняки мелкообломочные, неравномерно пористые, участками кавернозные и пятнисто доломитизированные.

После оперативного подсчёта запасов (1991 г.) на месторождении проводилось эксплуатационное бурение. Результаты опробования скважин свидетельствуют о различном гипсометрическом уровне ВНК и о площадной разобщённости залежей.

Определение характера насыщения коллекторов по пласту Φ_2 обычными способами по методу удельного электрического сопротивления затруднено, так как УЭС отражают промытую зону. В таких случаях продуктивность коллекторов определяется опробованием интервалов, давших безводную нефть.

В районе скважины № 21 по данным ГИС и опробования ВНК принят на отметке минус 1528 м. При испытании в процессе бурения в интервале 1651–1667 (– 1522,6–1538,6 м) и в колонне 1652–1656 (– 1523,6–1527,6) м получены притоки нефти и минерализованной воды. Это не противоречит данным ГИС, так как ВНК вскрыт внутри продуктивного пласта на глубине 1656,2 (– 1527,8) м. Площадь нефтеносности этого участка – 1987,5 тыс. м². Залежь сводовая, пластовая с размерами 2,5×1,05 км, высотой около 10 м.

На остальной площади подсчётный уровень принят на абсолютной отметке минус 1522 м. В скважине № 103/2 подошва последнего нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубине 1727,2 (– 1522,4), кровля первого водонасыщенного коллектора в скважине № 112 – на глубине 1726 (– 1521,9) м. Площадь нефтеносности – 10718,75 тыс. м². Залежь сводовая, пластовая с размерами 7,0×1,9 км, высотой 28 м (скважина № 159).

Общая мощность пласта Φ_2 достигает 18,3 м (скважина № 103/2), составляя в среднем 14,8 м. Нефтенасыщенные толщины залежи нефти пласта Φ_2 изменяются от 1,6 м (скважина № 21) до 8,2 м (скважина № 104), средневзвешенная по площади (площадь нефтеносности – 12706,25 тыс. м²) толщина равна 3,32 м. Эффективная толщина имеет среднее значение – 6,2 м, при минимальном – 2,6 м в скважине № 162 и максимальном – 10,4 м в скважине № 157.

В разрезе прослеживаются от 1 до 3 проницаемых прослоя. Коэффициент расчленённости равен 1,45. Коллекторы занимают 42 % от общего объёма пласта Φ_2 .

Для количественной оценки степени прерывистости пласта по площади определён коэффициент распространения пород-коллекторов. Для пласта Φ_2 он равен 1, т.к. в пределах внешнего контура нефтеносности коллекторы развиты повсеместно.

Условия осадконакопления

Главной особенностью карбонатного накопления является преобладание биогенного механизма извлечения CaCO_3 из морской воды, значительно меньшее значение имеют хемогенный и биогенный способы. Так как основным объектом служат рифовые комплексы и генетически связанные с ними отложения, то речь далее пойдёт о шельфовом и склоновом (верхняя и нижняя части континентального склона) карбонатонакоплении, обусловленном в основном детальностью бентоса, обладающего карбонатной функцией. Те же организмы осаждают CaCO_3 на шельфах океанических островов и на океанических подводных поднятиях. В основе биогенного осаднения карбонатов лежит избирательная способность организмов поглощать элементы, находящиеся в морской воде, и накапливать их в комбинациях, отличных от существующих в морском растворе.

Образование биогенного карбонатного материала происходит за счёт солей, растворённых в речной воде, поступающей с суши. Растворённые формы – основа биогенного карбонатонакопления – достигают шельфа и склона без заметных изменений количества. По химическому составу морская вода отличается от речной: в морской воде $\text{Na} > \text{Mg} > \text{Ca}$ и $\text{Cl} > \text{SO}_4 > \text{CO}_3$, в речной воде – $\text{Ca} > \text{Na} > \text{Mg}$ и $\text{CO}_3 > \text{SO}_4 > \text{Cl}$.

Только в результате осаждения карбонатного материала речная вода может превратиться в морскую. Главную роль в этом процессе играют сложные биологические системы организмов. Рифовые биоценозы представляют собой наиболее яркий пример таких систем, состоящих из комплекса взаимосвязанных организмов, деятельность которых направлена на извлечение карбонатов из морской воды и максимальную их концентрацию. В то же время рифовые биоценозы сами служат активными поставщиками карбонатного материала, накапливающегося в виде обломков и карбонатных илов на шельфе и в верхней части континентального склона, а также поступающего в виде растворов и взвеси во внутренние части морей и океанов.

Рифы представляют собой промежуточную ступень в переносе карбонатов с континентов во внутренние части океанов. Большую роль в продуцировании современных мелководных карбонатов играют также известковые водоросли, мшанки, моллюски, баянусы, населяющие дно шельфов.

Другая особенность карбонатонакопления, являющаяся следствием преобладания биогенного механизма концентрации карбонатов, заключается в том, что реализация солей кальция, растворённых в речной воде, в минеральные образования происходит не в местах их поступления в морской бассейн, а на участках с благоприятными для жизни организмов условиями. К таким условиям относятся: прозрачная тёплая вода, активная гидродинамическая обстановка и мелководье. Они характерны для экваториальных поясов и областей действия тёплых океанических течений. Для карбонатонакопления необходима температура воды, равная в среднем $+18^{\circ}\text{C}$. Необходимым условием для органогенного осаждения CaCO_3 является прозрачность воды.

Относительные изменения уровня моря определяют вертикальную неоднородность разреза, проявляющуюся в его цикличности, обусловленной миграцией фаций во времени, в смене типов пород (слоистость, ритмичность) или в наличии перерывов (плитчатость, стратиграфическое несогласие). В механизме взаимодействия локальных тектонических движений, скорости седиментации и эвстатических колебаний уровня моря, определяющем общую направленность карбонатонакопления через соотношение факторов концентрации CaCO_3 и его рассеивания, ведущую роль играют эвстатические колебания уровня моря, являющиеся основной причиной дифференциации разреза. Благодаря регулярности и повсеместному действию в бассейне, они вызывают смещение фаций и чередование генетических типов отложений в разрезе. В то же время для концентрации больших объёмов карбонатных осадков, в частности, для устойчивого рифообразования, необходимы тектонические погружения, соизмеримые со скоростями рифообразования. Взаимодействие указанных факторов во времени определяет разнообразие типов цикличности карбонатов.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

В нефтенасыщенной части пласта пашийского горизонта керн отобран только в скважине № 44 (интервал 1821,2–1825,2 м). Отобрано пять проницаемых образцов с пористостью от 9,1 до 15,7 % (в среднем 12,7 %) и проницаемостью $(4,7\text{--}1772,77) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, средней $443 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Гидродинамические исследования в нефтяной зоне проведены в 12 скважинах. Среднее значение проницаемости нефтенасыщенных карбонатов по 23 определениям составило $1330 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при диапазоне изменения $(3,4\text{--}7442) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Ввиду незначительного количества определений по керну коэффициент пористости оценивался по НГК. Пористость, оценённая по 46 скважинам (76 определений), в среднем составила 9,2 % (диапазон изменений по скважинам 5,2–12,5 %).

Коэффициент нефтенасыщенности оценивался по балансу пористости $K_n = \frac{K_n^{\text{эф}}}{K_n}$.

Эффективная пористость рассчитывалась по зависимости $K_n^{\text{эф}} = 0,952 \cdot K_n$, полученной для одновозрастных отложений Южно-Лыжского месторождения (которые близки по физико-литологическим свойствам) по результатам бурения скважины № 43 на ИБР и прошедшей апробацию в ГКЗ. Коэффициент нефтенасыщенности, оценённый по 21 скважине (76 определений), в среднем составил 0,74 (диапазон изменений 0,59–0,83).

В нефтенасыщенной части пласта старооскольского горизонта керн отобран только в скважине № 2 (интервал 1678-1686 м). Исследовано 6 проницаемых образцов с пористостью от 11,1 до 16,3 % (средняя 13,4 %) и проницаемостью $(1,75-10,98) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (средняя $5,67 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Граничная проницаемость для коллекторов принята $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, как для большинства залежей месторождений Тимано-Печорской провинции, приуроченных к разновозрастным отложениям.

Три скважины №№ 2, 11 и 21 гидродинамически исследованы в нефтяной зоне. Среднее значение проницаемости нефтенасыщенных карбонатов по 5 определениям составило $5,44 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при диапазоне изменения $(1,3-15,4) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Коэффициент пористости оценивался по НГК, так как по керну явно недостаточное количество определений. По ГИС пористость, оценённая по 16 скважинам (61 определение), изменяется от 5,6 до 18 %, составляя в среднем 11 %.

Коэффициент нефтенасыщенности оценён по способу баланса пористости по зависимости $K_n^{\text{эф}} = f(K_n)$, полученной для разновозрастных отложений Пашшорского месторождения. Коэффициент нефтенасыщенности, оценённый по ГИС (8 скважин, 41 определение), варьирует от 0,78 до 0,87, составляя в среднем 0,84, что и принято при оперативном подсчёте запасов.

Свойства и состав нефти и газа

В процессе разведки Северо-Кожвинского месторождения были отобраны и исследованы устьевые и глубинные пробы нефти и попутного газа, послужившие исходным материалом для определения физико-химических свойств, товарной характеристики нефти и обоснования подсчётных параметров для оценки запасов УВ.

Нефти залежи пласта афонинского горизонта

Нефти данных отложений охарактеризованы девятью пробами, отобранными из двух скважин.

Нефти в пластовых условиях сильно недонасыщены газом, при пластовом давлении 29 МПа и температуре 57°C (54,5–58°C) давление насыщения равно 11,4 МПа. Газовый фактор равен 83,3 $\text{м}^3/\text{т}$. Пластовая нефть имеет плотность 0,751 $\text{г}/\text{см}^3$, вязкость 2,41 $\text{мПа} \cdot \text{с}$. Содержание растворённого газа 25,4 $\text{м}^3/\text{т}$ (19,8–27,9 $\text{м}^3/\text{т}$) по однократному разгазированию, 19,6 $\text{м}^3/\text{т}$ (16,8–22,4 $\text{м}^3/\text{т}$) по дифференциальному разгазированию. Объёмный коэффициент равен 1,219.

Разгазированная нефть характеризуется как лёгкая, смолистая, парафиновая, слабосернистая, повышенной вязкости 6,22 $\text{мПа} \cdot \text{с}$. Выход фракций (по дифференциальному разгазированию), выкипающих от н.к. до 100°C – 5,6 % мол.; до 200°C – 33,7 % мол. и до 300°C – 56,9 % мол.

Надо отметить, что параметры по результатам дифференциального разгазирования несколько отличаются от параметров, принятых в подсчёте запасов. При подсчёте средних значений параметров взяты результаты только многоступенчатого разгазирования без учёта двухступенчатого.

Растворённый газ сероводородно-азотометановый, «высокожирный». Содержание азота составляет 35,68 % мол. и гелия 0,072 % мол., углекислого газа – 1,66 % мол.

Нефти залежи пласта старооскольского горизонта

Характеристика нефти пласта представлена на основе изучения 5 устьевых и 11 глубинных проб из скважин №№ 2, 5, 11 и 21.

Пластовая нефть сильно недонасыщена газом, при пластовом давлении 17,2 МПа (16,5–17,7 МПа) давление насыщения равно 4,4 МПа (1,9–5,9 МПа). Пластовая температура изменяется от 50 до 53°C и в среднем равна 52°C. Плотность пластовой нефти составляет в среднем 0,812 $\text{г}/\text{см}^3$ (0,807–0,825 $\text{г}/\text{см}^3$), вязкость определена в пределах 2,44–2,85 $\text{мПа} \cdot \text{с}$ (в среднем 2,72 $\text{мПа} \cdot \text{с}$). Содержание растворённого газа 24,1 $\text{м}^3/\text{т}$ (16,2–28,6 $\text{м}^3/\text{т}$) по однократному разгазированию, 23,1 $\text{м}^3/\text{т}$ (20,9–24,9 $\text{м}^3/\text{т}$) по дифференциальному разгазированию. Объёмный коэффициент 1,08 (1,067–1,088) по однократному разгазированию; 1,071 (1,065–1,076) по дифференциальному разгазированию.

Разгазированная нефть является лёгкой, с повышенной вязкостью 6,49 мПа · с. Температура застывания нефти равна минус 21 °С. По компонентному составу характеризуется как смолистая, парафиновая, сернистая. Выход фракций (по дифференциальному разгазированию), выкипающих от н.к. до 100 °С – 6,0 % мол., до 200 °С – 32,8 % мол. и до 300 °С – 57 % мол.

Растворённый газ азотно-углеводородного типа, «жирный». Концентрация гелия (0,03 % мол.) ниже кондиционного значения. Сероводород отсутствует, концентрация углекислого газа – 0,26 % мол. Содержание азота составляет 22,19 % мол.

Запасы нефти и газа

По состоянию на 01.01.2019 г на Государственном балансе запасов полезных ископаемых числятся запасы по двум залежам, приуроченным к нижнефаменским карбонатным отложениям, – пластам Φ_0 и Φ_2 .

Запасы по пласту Φ_0 утверждены ЦКЗ Роскомнедра в 1996 году. Начальные геологические запасы нефти составляют 1993 тыс. тонн, извлекаемые – 777 тыс. тонн. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы составили 1580 тыс. тонн, извлекаемые – 364 тыс. тонн. Начальные геологические запасы растворённого в нефти газа составляют 54 млн м³, извлекаемые – 21 млн м³. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы газа составили 42 млн м³, извлекаемые – 9 млн м³.

По пласту Φ_2 на Госбалансе числятся оперативно подсчитанные в 1991 году запасы по категории C_1 в количестве: начальные геологические – 5123 тыс. тонн, извлекаемые – 1844 тыс. тонн. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы составили – 5103 тыс. тонн, извлекаемые – 1824 тыс. тонн. Начальные геологические запасы растворённого в нефти газа составляют 118 млн м³, извлекаемые – 43 млн м³. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы газа составили 118 млн м³, извлекаемые – 43 млн м³.

В целом по месторождению на Государственном балансе числятся начальные геологические / извлекаемые запасы нефти в количестве 7116 / 2621 тыс. тонн, растворённого газа – 64 млн м³. Все запасы углеводородного сырья отнесены к категории C_1 . Начальные геологические запасы газа, растворённого в нефти, составили 172 млн м³, извлекаемые – 64 млн м³. Остаточные геологические / извлекаемые запасы нефти по категории C_1 по месторождению составляют геологические 6683 / 2188 тыс. тонн, растворённого газа – / 64 млн м³.

В процессе разбуривания месторождения установлен факт снижения площади нефтеносности пласта D_2 примерно на 12 % и уменьшение средней нефтенасыщенной толщины более чем на 30 %.

В 2005 году на месторождении были проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 3D. По результатам обработки и интерпретации сейсмогеологических материалов подготовлены структурные основы для картирования залежей.

Энергетическая характеристика пласта

Энергия пласта и физические свойства флюидов благоприятствуют фонтанному подъёму нефти, но недостаточны для выталкивания минеральной воды на дневную поверхность.

Высокий газовый фактор по нижнему объекту до 180 м³/т и давление насыщения в скважине близко к пластовому давлению и поэтому оно обеспечивает газлифтный эффект по всей длине подъёмника от забоя до устья, снижая плотность газожидкостной смеси, например, в скважине № Р-1А до величины 0,44 т/м³. Это обстоятельство даёт возможность фонтанного подъёма нефти при очень низких забойных давлениях. Положительно, что глубокие депрессии вызывают разгазирование в призабойной зоне скважин, не снижают температуру на забое.

Фонтанный резерв залежи предвещает относительно длительный срок фонтанной добычи нефти. Однако полное использование фонтанного потенциала приведёт к развитию в залежи режима растворённого газа и снижению коэффициента нефтеотдачи. Поэтому осреднение продуктивных характеристик произведено из соображения оптимальных условий эксплуатации при забойных давлениях только на 20 % ниже давления насыщения, т.е. при депрессии 5 МПа.

В настоящее время Северо-Кожвинское месторождение работает в режиме растворённого газа, хотя на первоначальной стадии разработки месторождение работало на газонапорном режиме. Это вызвано тем, что в общем по месторождению сильно снизилось пластовое давление, ниже давления насыщения, что и вызвало рост газового фактора.

Проблемы разработки Северо-Кожвинского месторождения

На Северо-Кожвинском нефтяном месторождении самыми важными проблемами можно выделить три.

Первая проблема – это то, что месторождение плохо изучено в геологическом отношении, оно имеет сложные геологические разрезы продуктивных отложений, высокую послонную расчленённость коллектора, где практически каждый прослой имеет свою фильтрационно-емкостную характеристику.

Вторая проблема заключается в том, что в процессе разработки и эксплуатации месторождения произошло значительное падение пластового давления, что требует создания эффективной системы поддержания пластового давления.

Третья проблема заключается в том, что извлекаемые запасы принадлежат или близки к категории трудноизвлекаемых:

- «аномальные нефти» – повышенное газосодержание при низком давлении пережатия, равенство температуры насыщения нефти кристаллами парафина с начальной пластовой температурой;
- «контактные зоны» – начальный балансовый запас залежи D2st составляет 15,141 млн тонн нефти, из них 9,116 млн тонн или 60 % сосредоточено в водонефтяной зоне;
- «неблагоприятные коллекторы» – коллекторы 5 пачки D2st имеют запас 2,551 млн тонн нефти, но при этом проницаемость составляет менее 0,05 мкм².

Литература

1. Технологическая схема разработки Северо-Кожвинского нефтяного месторождения: отчёт о научно-исследовательской работе // филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «ПЕЧОРНИПИ-НЕФТЬ». – Ухта, 2003.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
12. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.

14. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
15. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрискважинной изоляции // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 39–41.
16. Вахитов В.О., Савенок О.В. Анализ применения углеводородных растворителей для депарафинизации скважин на Северо-Кожвинском месторождении // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и инновационные технологии в области естественных наук».
17. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 110–119.
18. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Расчёт производительности вертикальных и горизонтальных скважин при возможном прорыве газа и воды // Сборник научных трудов «Гипотезы. Поиск. Прогнозы». – Краснодар, 2000. – Вып. 9. – С. 302–308.
19. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 109–113.
20. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 9. – 28 с.
21. Мингазутдинова Р.Ф., Ибрагимов И.И. О размещении добывающих и нагнетательных скважин при неоднородности пласта-коллектора по проницаемости // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 321–323.
22. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
23. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
24. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О выделении сложных коллекторов при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 17–21.
25. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.
26. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Technological scheme of development of the Severo-Kozhvincskoye oil field: report on research work // branch of LUKOIL-Komi LLC, PechORNIPI-neft. – Ukhta, 2003.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra Engineering, 2020. – 244 p.
6. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.

11. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions for the onset of mining complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Development of physical and chemical models and methods of forecasting the state of reservoir rocks / D.A. Berezovsky [et al.] – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Technologies and principles of development of multilayer fields / D.A. Berezovsky [et al.] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
15. Bylin A.V., Raupov I.R. Control over the process of oil extraction during in-situ water isolation // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 39–41.
16. Vakhitov V.O., Savenok O.V. Analysis of application of hydrocarbon solvents for dewaxing of wells at North-Kozhvin field // Collection of articles of the International Scientific-Practical Conference "Actual problems and innovative technologies in the field of natural sciences". Gasumov R.A. Research of gas-liquid flow modes with reference to operating conditions of winding gas wells / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // Nauka. Innovations. Technologies. – 2020. – № 2. – P. 7–26.
17. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic assessment of the impact of factors on the effectiveness of geological and technical measures // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 110–119.
18. Griguletsky V.G., Korotkov S.V. Calculation of productivity of vertical and horizontal wells with possible gas and water breakthrough // Collection of scientific papers «Hypotheses. Search. Prognosis». – Krasnodar, 2000. – № 9. – P. 302–308.
19. Kokarev M.O., Mirsky A.V. Development of enhanced oil recovery technology at the late stage of field operation // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 109–113.
20. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate Article (Special Issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 9. – 28 p.
21. Mingazutdinova R.F., Ibragimov I.I. About placement of producing and injection wells at heterogeneity of reservoir on permeability // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 321–323.
22. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
23. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
24. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On the allocation of complex reservoirs when drilling wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2013. – № 9. – P. 17–21.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of the database No. 2013620242. Application No. 2012621485. Date of receipt December 24, 2012. Registered in the Register of databases on February 07, 2013.
26. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Russian patent No. 2579039. Method of development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of filing: 24 April 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.

УДК 665.725

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
РЫНКА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**



**CURRENT STATE AND DEVELOPMENT PROSPECTS
OF THE LIQUEFIED NATURAL GAS MARKET**

Гойда Артём Николаевич

ведущий инженер по ремонту и обслуживанию
технологического оборудования,
ПАО «НК «Роснефть-Ямалнефтепродукт»
pto@yamal-np.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры Оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Шаблий Илья Игоревич

ведущий специалист,
ООО «РН – Морской терминал Туапсе»
ashabliy0209@gmail.com

Аннотация. Природный газ является одним из важнейших видов топлива, занимая значимое место в структуре потребления наравне с нефтью и углём. В последние годы в мировой экономике и в структуре потребления первичных энергоносителей произошли существенные изменения. Наиболее важным из них можно назвать растущее значение природного газа, энергетическая и экологическая эффективность которого предопределяет его роль как доминирующего энергоресурса XXI века. В статье приведена история развития рынка сжиженного природного газа, его современное состояние и перспективы развития, рассмотрена технология производства и транспортировки СПГ, а также перспективные проекты по созданию заводов по сжижению газа в России.

Ключевые слова: история развития рынка сжиженного природного газа; современное состояние рынка сжиженного природного газа; перспективы развития рынка сжиженного природного газа; технология производства и транспортировки сжиженного природного газа; перспективные проекты по созданию заводов по сжижению газа; производство сжиженного природного газа.

Goyda Artyom Nikolaevich

Leading Engineer for the Repair and Maintenance of Technological Equipment, PJSC «NK «Rosneft-Yamalnefteprodukt» pto@yamal-np.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Oil and Gas Field Equipment, Kuban State Technological University akngs@mail.ru

Shabliy Ilya Igorevich

Leading Specialist, «Rosneft – Morskoy terminal Tuapse» LLC ashabliy0209@gmail.com

Annotation. Natural gas is one of the most important types of fuel, occupying a significant place in the consumption structure along with oil and coal. In recent years, significant changes have taken place in the world economy and in the structure of primary energy consumption. The most important of these is the growing importance of natural gas, the energy and environmental efficiency of which predetermines its role as the dominant energy resource in the 21st century. The article describes the history of the development of the liquefied natural gas market, its current state and development prospects, considers the technology of production and transportation of liquefied natural gas, as well as promising projects for the creation of plants for liquefied natural gas in Russia.

Keywords: history of the development of the liquefied natural gas market; current state of the liquefied natural gas market; development prospects of the liquefied natural gas market; technology for the production and transportation of liquefied natural gas; promising projects for the creation of gas liquefaction plants; liquefied natural gas production.

В **ведение**

Природный газ является одним из важнейших видов топлива, занимая значимое место в структуре потребления наравне с нефтью и углём.

Основными потребителями природного газа являются такие отрасли как промышленность и производство электроэнергии (44 % и 31 % соответственно). Другими важными сферами его потребления является коммунально-бытовой сектор и транспорт.

В последние годы в мировой экономике и в структуре потребления первичных энергоносителей произошли существенные изменения. Наиболее важным из них можно назвать растущее значение природного газа, энергетическая и экологическая эффективность которого предопределяет его роль как доминирующего энергоресурса XXI века. Так, если за последние 20 лет мировое потребление энергии выросло на 48 %, то газа – на 70 %, в то время как нефти – на 33 %, угля – на 46 %.

С развитием технологий и ежегодно растущими объёмами потребления природного газа в России было налажено производство сжиженного природного газа. Газ в сжиженном состоянии имеет следующие преимущества по сравнению с другими видами топлива:

- сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что упрощает транспортировку и хранение;
- появляется возможность создания запасов и их использования по мере необходимости;
- в своей жидкой форме сжиженный природный газ не имеет способность взрываться или воспламеняться;
- возможность газификации удалённых объектов;
- экономия денежных средств на покупку топлива, так как цена эквивалентного количества сжиженного газа ниже, чем бензина или дизельного топлива;
- высокая энергоёмкость и большое октановое число;
- наиболее экологически чистое топливо.

Сжиженный природный газ (СПГ) – криогенная жидкость с содержанием метана не менее 86 % об. (ТУ 05-03-03-85) и температурой кипения от минус 162 °С – является перспективным энергоносителем и обеспечивает экономическую и экологическую эффективность по отношению к другим видам топлива.

Сжиженный природный газ, по мнению экспертов-энергетиков, – один из наиболее перспективных видов топлива. Природный газ уже получил титул топлива XXI века, поскольку его запасы по сравнению с запасами нефти достаточно велики. Динамика роста мирового рынка СПГ составляет примерно 7 % в год. Ожидается, что к 2022 году этот показатель удвоится и достигнет 14 %. В настоящее время наблюдается увеличение объёмов международной торговли сжиженным природным газом, на его долю приходится свыше 24 % мировых внешнеторговых поставок природного газа.

По прогнозам, объём мировой торговли сжиженным природным газом может возрасти к 2022 году до 150 млрд м³ и более. Уже сейчас в США и странах Западной Европы доля СПГ в общем газопотреблении составляет более 20 %. Япония импортирует до 85 % (45 млрд м³) природного газа в сжиженном состоянии.

Крупнейшие мощности по производству сжиженного природного газа в настоящее время сосредоточены в Юго-Восточной Азии, однако наиболее динамичное их расширение наблюдается в Африке и на Ближнем Востоке. Россия пока в этих списках не значится, хотя с началом нового тысячелетия интерес к использованию СПГ в нашей стране постоянно растёт.

История производства сжиженного природного газа

Первый в истории завод по сжижению природного газа был построен в 1905 году, функционировать он начал пять лет спустя. Завод носил экспериментальный характер и не подходил для коммерческого использования. Лишь в 1941 году в Огайо был построен первый полноценный завод СПГ, что стало началом развития этого сегмента рынка энергоносителей. Однако завод проработал немногим более трёх лет, когда страшная катастрофа прекратила его существование. Произошёл разрыв резервуара, и 4000 кубометров сжиженного газа вытекло, испарилось и вспыхнуло. При аварии погибло 128 человек, 400 было ранено. Четыре дня бушевал пожар. Он причинил огромный материальный ущерб.

В 1959 году в Луизиане был создан первый танкер, пригодный для транспортировки СПГ. Это позволило доставлять сжиженный природный газ потребителям за пределы США (первым импортёром СПГ стала Япония в конце 1960-х гг.).

Начало применения СПГ в нашей стране относится к 50-м годам прошлого века. В 1954 году на Московском заводе сжижения природного газа ввели в эксплуатацию установку, рассчитанную на производство 25 тыс. тонн СПГ в год. Тогда же был предпринят опыт применения жидкого метана для газоснабжения сельских районов и топлива для автомобильного и железнодорожного транспорта. Впоследствии интерес к СПГ заметно снизился, сначала из-за открытия месторождения природного газа в Западной Сибири и строительства магистральных газопроводов, а затем из-за сложной экономической ситуации конца 80-х и 90-х годов.

В 2006 году в посёлке Пригородное на острове Сахалин в рамках проекта «Сахалин-2» началось строительство первого российского СПГ завода. Его запуск был произведён 18 февраля 2009 года. Строительство этого масштабного объекта началось в августе 2003 года. В период наибольшей интенсивности строительных работ в них было задействовано около 10 тысяч рабочих и специалистов из более чем 40 стран. На построенном на Сахалине заводе СПГ используется специально разработанная технология сжижения газа с применением двойного смешанного хладагента, повышающая энергоэффективность производства за счёт использования преимуществ холодного сахалинского климата.

Повышенный спрос на СПГ привёл к тому, что продукция предприятия была законтрактована на основе долгосрочных договоров (сроком действия от 20 лет и более) ещё до окончания строительства объекта. Заказчиками выступили Япония, Южная Корея и Северная Америка. Реализация этого проекта позволила начать регулярные поставки российского СПГ на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Плановой мощностью завода «Сахалин-2» должно было стать производство 9,6 млрд м³ СПГ. В 2009 году предприятие произвело 5,5 млрд м³. В 2010 году производство было увеличено почти вдвое, и составило более 10 млрд м³.

Следующим шагом развития сферы производства сжиженного природного газа в России станет создание СПГ-проекта на базе месторождений полуострова Ямал.

ПАО «Газпром» в рамках стратегии развития компании ставит перед собой цель добиться производства 80–90 млн тонн сжиженного природного газа в год, что при текущих темпах развития производства в других странах составит около 20 % мирового рынка. Развитие производства по выработке СПГ стало одним из приоритетных направлений развития промышленности в России.

Технология производства сжиженного природного газа

Крупномасштабное производство сжиженного природного газа

Преобразование природного газа в жидкое состояние осуществляется в несколько этапов. Сначала удаляются все примеси – прежде всего, двуокись углерода, а иногда и минимальные остатки соединений серы. Затем извлекается вода, которая в противном случае может превратиться в ледяные кристаллы и закупорить установку сжижения.

Как правило, в последнее время для комплексной очистки газа от влаги, углекислого газа и тяжёлых углеводородов используют адсорбционный способ глубокой очистки газа на молекулярных ситах.

Следующий этап – удаление большинства тяжёлых углеводородов, после чего остаются главным образом метан и этан. Затем газ постепенно охлаждается, обычно с помощью двухциклического процесса охлаждения в серии теплообменников (испарителей холодильных машин). Очистка и фракционирование реализуются, как и основная доля охлаждения, под высоким давлением. Холод производится одним или несколькими холодильными циклами, позволяющими снизить температуру до – 160 °С. Тогда он и становится жидкостью при атмосферном давлении (рис. 1).



Рисунок 1 – Процесс сжижения природного газа (получение СПГ)

Сжижение природного газа возможно лишь при охлаждении его ниже критической температуры. Иначе газ не сможет быть превращён в жидкость даже при очень высоком давлении. Для сжижения природного газа при температуре, равной критической ($T = T_{кр}$), давление его должно быть равным или больше критического, т.е. $P > P_{кр}$. При сжижении природного газа под давлением ниже критического ($P < P_{кр}$) температура газа также должна быть ниже критической.

Для сжижения природного газа могут быть использованы как принципы внутреннего охлаждения, когда природный газ сам выступает в роли рабочего тела, так и принципы внешнего охлаждения, когда для охлаждения и конденсации природного газа используются вспомогательные криогенные газы с более низкой температурой кипения (например, кислород, азот, гелий). В последнем случае теплообмен между природным газом и вспомогательным криогенным газом происходит через теплообменную поверхность.

При промышленном производстве СПГ наиболее эффективными являются циклы сжижения с использованием внешней холодильной установки (принципы внешнего охлаждения), работающей на углеводородах или азоте, при этом сжижается почти весь природный газ. Широкое распространение получили циклы на смесях хладагентов, где чаще других используется однопоточный каскадный цикл, у которого удельный расход энергии составляет 0,55–0,6 кВт · ч/кг СПГ.

В установках сжижения небольшой производительности в качестве холодильного агента используется сжижаемый природный газ, в этом случае применяют более простые циклы: с дросселированием, детандером, вихревой трубой и др. В таких установках коэффициент сжижения составляет 5–20 %, а природный газ необходимо предварительно сжимать в компрессоре.

Сжижение природного газа на основе внутреннего охлаждения может достигаться следующими способами:

- изоэнтальпийным расширением сжатого газа (энтальпия $i = \text{const}$), т.е. дросселированием (использование эффекта Джоуля-Томсона); при дросселировании поток газа не производит какой-либо работы;
- изоэнтропийным расширением сжатого газа (энтропия $S = \text{const}$) с отдачей внешней работы; при этом получают дополнительное количество холода, помимо обусловленного эффектом Джоуля-Томсона, так как работа расширения газа совершается за счёт его внутренней энергии.

Как правило, изоэнтальпийное расширение сжатого газа используется только в аппаратах сжижения малой и средней производительности, в которых можно пренебречь некоторым перерасходом энергии. Изоэнтропийное расширение сжатого газа используется в аппаратах большой производительности (в промышленных масштабах).

Сжижение природного газа на основе внешнего охлаждения может достигаться следующими способами:

- использованием криогенераторов Стирлинга, Вюлемье-Такониса и т.д.; рабочими телами данных криогенераторов являются, как правило, гелий и водород, что позволяет при совершении замкнутого термодинамического цикла достигать температуры на стенке теплообменника ниже температуры кипения природного газа;
- использованием криогенных жидкостей с температурой кипения ниже, чем у природного газа, например, жидкого азота, кислорода и т.д.;
- использованием каскадного цикла с помощью различных холодильных агентов (пропана, аммиака, метана и т.д.); при каскадном цикле газ, легко поддающийся сжижению путём компримирования, при испарении создаёт холод, необходимый для понижения температуры другого трудносжижаемого газа.

После сжижения СПГ помещается в специально изолированные резервуары хранения, а затем загружается в танкеры-газовозы для транспортировки. За время транспортировки небольшая часть СПГ неизменно «выпаривается» и может использоваться в качестве топлива для двигателей танкера. По достижении терминала потребителя сжиженный газ разгружается и помещается в резервуары хранения.

Прежде чем пустить СПГ в употребление, его вновь приводят в газообразное состояние на станции регазификации. После регазификации природный газ используется так же, как и газ, транспортируемый по газопроводам.

Приёмный терминал СПГ – менее сложное сооружение, чем завод сжижения, и состоит главным образом из пункта приёма, сливной эстакады, резервуаров хранения, установок обработки газов испарения из резервуаров и узла учёта.

Технология сжижения газа, его транспортировки и хранения уже вполне освоена в мире. Поэтому производство СПГ – довольно стремительно развивающаяся отрасль в мировой энергетике.

Маломасштабное производство сжиженного природного газа

Современные технологии позволяют решить проблему автономного энергоснабжения небольших промышленных, социальных предприятий и населённых пунктов путём создания энергетических объектов на базе мини-энергетики с использованием СПГ.

Автономные объекты мини-энергетики с применением сжиженного природного газа не только помогут ликвидировать проблему энергообеспечения отдалённых регионов, но и являются альтернативой для прекращения зависимости потребителей от крупных поставщиков электрической и тепловой энергии. На данный момент маломасштабное производство СПГ является привлекательной сферой для инвестиций в объекты энергетики со сравнительно коротким сроком окупаемости капитальных вложений.

Существует технология сжижения природного газа с использованием энергии перепада давления газа на ГРС с внедрением детандер-компрессорных агрегатов, реализованная на ГРС «Никольская» (Ленинградская область). Расчётная производительность установки по СПГ равна 30 тонн/сут.

Установка сжижения природного газа состоит из блока теплообменников вымораживателей, системы охлаждения компримированного газа, блока сжижения, двухступенчатого турбодетандер-компрессорного агрегата, автоматизированной системы контроля и управления работой установки (АСКУ), арматуры, в том числе управляемой, и КИП.

Принцип работы установки заключается в следующем (рис. 2).

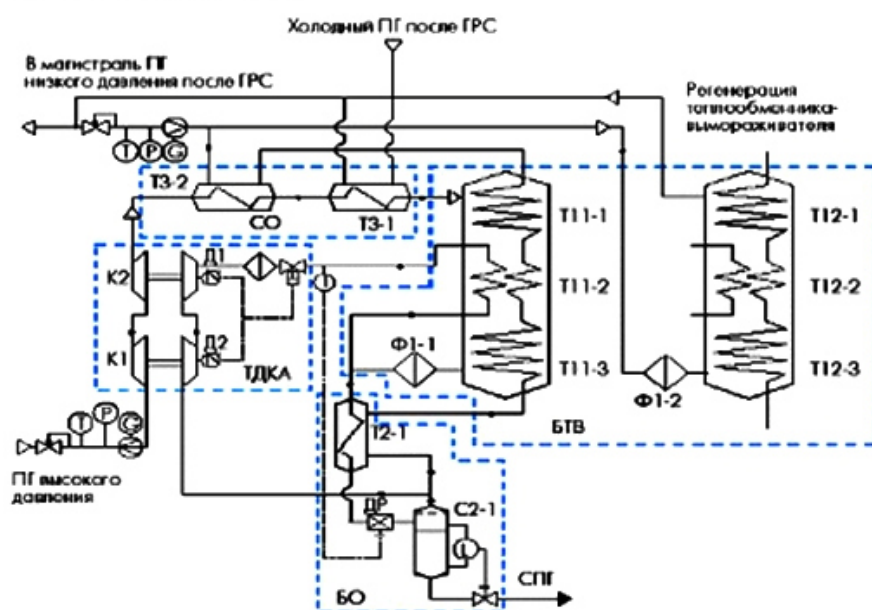
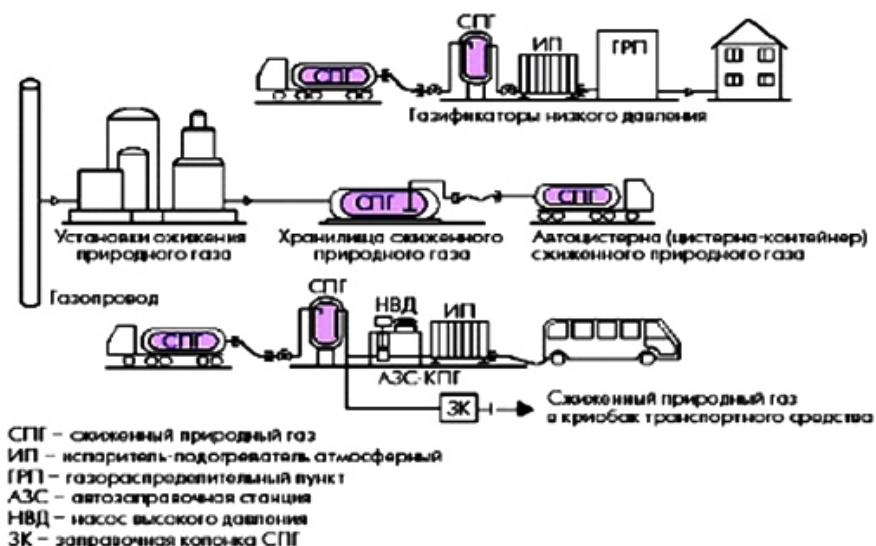


Рисунок 2 – Схема установки сжижения ПГ

Природный газ с расходом 8000 м³/ч и давлением 3,3 МПа поступает на турбокомпрессоры K1 и K2, работающие на одном валу с турбодетандерами Д1 и Д2.

В установке по сжижению природного газа в связи с достаточно высокой чистотой природного газа (содержание CO₂ не более 400 ppm) предусматривается только осушка газа, которую с целью снижения стоимости оборудования предусмотрено проводить способом вымораживания влаги.

В двухступенчатом турбокомпрессоре давление газа повышается до 4,5 МПа, затем сжатый газ последовательно охлаждается в теплообменниках Т3-2 и Т3-1 и поступает в вымораживатель, состоящий из трёх теплообменников Т11-1, Т11-2 и Т11-3 (или Т12-1, Т12-2 и Т12-3), где за счёт использования холода обратного потока газа из теплообменника Т2-1 происходит вымораживание влаги. Очищенный газ после фильтра Ф1-2 разбивается на два потока.

Один поток (большую часть) направляют в вымораживатель для рекуперации холода, а на выходе из вымораживателя через фильтр подают последовательно на турбодетандеры Д1 и Д2, а после них направляют в обратный поток на выходе из сепаратора С2-1.

Второй поток направляют в теплообменник Т2-1, где после охлаждения дросселируют через дроссель ДР в сепаратор С2-1, в котором производят отделение жидкой фазы от его паров. Жидкую фазу (сжиженный природный газ) направляют в накопи-

тель и потребителю, а паровую фазу подают последовательно в теплообменник Т2-1, вымораживатель Т11 или Т12 и теплообменник Т3-2, а после него в магистраль низкого давления, расположенную после газораспределительной станции, где давление становится равным 0,28–0,6 МПа.

Через определённое время работающий вымораживатель Т11 переводят на обогрев и продувку газом низкого давления из магистрали, а на рабочий режим переводят вымораживатель Т12.

В нашей стране имеется значительное количество ГРС, где редуцируемый газ бесполезно теряет своё давление, а в отдельных случаях в зимний период приходится подводить ещё энергию для подогрева газа перед его дросселированием.

В то же время, используя практически бесплатную энергию перепада давления газа, можно получить общественно полезный, удобный и экологически безопасный энергоноситель – сжиженный природный газ, с помощью которого можно газифицировать промышленные, социальные объекты и населённые пункты, не имеющие трубопроводного газоснабжения.

Российские проекты заводов по сжижению природного газа

Проект «Сахалин-2»

Один из крупнейших в мире интегрированных нефтегазовых проектов «Сахалин-2» (рис. 3) является масштабным техническим комплексом принципиально нового для России типа. Впервые в истории страны применяется метод сжижения природного газа, причём технологический процесс сжижения газа с применением двойного смешанного хладагента (Double Mixed Refrigerant – DMR) был разработан специально для этого проекта. Эта технология, являющаяся самой передовой на сегодняшний день, была адаптирована таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность производства в условиях холодных сахалинских зим при оптимальном режиме работы компрессоров.



Рисунок 3 – Проект «Сахалин-2»

Проект создан «с нуля» и включает освоение двух нефтегазовых месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин (Пильтун-Астохское и Лунское), добычу нефти и производство сжиженного природного газа и их экспорт.

Впервые в истории российской нефтегазовой отрасли в удалённом регионе с ограниченной инфраструктурой и сложными природно-климатическими условиями одновременно были реализованы шесть крупномасштабных подпроектов. Установлены три крупные добывающие платформы на северо-восточном шельфе Сахалина,

построены объединённый береговой технологический комплекс, первый в России завод по производству сжиженного природного газа на юге острова, терминал отгрузки нефти и система многокилометровых наземных и морских трубопроводов, соединяющих эти объекты.

Суммарные извлекаемые запасы этих двух месторождений составляют порядка 150 млн тонн (свыше 1 млрд баррелей) нефти и 500 млрд м³ (18 трлн куб. футов) газа.

На данный момент акционерами «Сахалин Энерджи», под началом которой находится весь проект, являются:

- Gazprom Sakhalin Holdings B.V. (дочернее предприятие ПАО «Газпром», 50 % плюс одна акция);
- Shell Sakhalin Holdings B.V. (дочернее предприятие Royal Dutch Shell plc., 27,5 % минус одна акция);
- Mitsui Sakhalin Holdings B.V. (дочернее предприятие компании Mitsui & Co. Ltd., 12,5 % акций);
- Diamond Gas Sakhalin B.V. (дочернее предприятие компании Mitsubishi Corporation, 10 % акций).

Ещё до окончания строительства вся продукция завода была законтрактована на основе долгосрочных договоров (сроком действия 20 и более лет). Около 65 % сахалинского СПГ поставляется покупателям в Японию, являющуюся крупнейшим в мире рынком сбыта СПГ. Остальные объёмы СПГ предназначены для потребителей Южной Кореи и Северной Америки.

По результатам работы в 2010 году завод по производству СПГ вышел на проектную производственную мощность. Компания «Сахалин Энерджи» стала полноправным и надёжным источником энергии на мировом рынке СПГ, доля компании на нём – 5 %.

История осуществления проекта

Говоря об истории создания проекта, нужно отметить, что переговоры по проекту «Сахалин-2» начались в 1988 году. В 1991 году был объявлен победитель тендера на право разработки технико-экономического обоснования (ТЭО), им стал консорциум компаний «McDermott» (США) и «Mitsui» (Япония), к которым в 1992 году присоединились «Royal Dutch Shell» и «Mitsubishi». После утверждения в марте 1993 года ТЭО российским правительством начались переговоры по конкретным условиям проекта. В июне 1994 года между российским правительством и компанией «Сахалин Энерджи» было подписано соглашение о разработке проекта. Реализация проекта началась в 1996 году после принятия соглашения о разделе продукции (СРП). В 1998 году на сахалинском шельфе была установлена платформа ПА-А («Моликпак»), добыча нефти с которой была начата в июле 1999 года.

В ходе второго этапа проекта были построены и введены в эксплуатацию две другие морские платформы, подводные трубопроводы длиной 300 км, соединяющие все три платформы с берегом, наземные нефте- и газопроводы длиной 800 км, объединённый береговой технологический комплекс, терминал отгрузки нефти и первый в России завод по производству СПГ.

В апреле 2007 года ОАО «Газпром» и акционеры компании «Сахалин Энерджи» подписали Соглашение о купле-продаже, в соответствии с которым «Газпром» приобрёл 50 % плюс одну акцию «Сахалин Энерджи».

18 февраля 2009 года президент Российской Федерации Д.А. Медведев принял участие в торжественной церемонии запуска первого в России завода по производству сжиженного природного газа, построенного компанией «Сахалин Энерджи» на юге острова Сахалин. О стратегической важности проекта «Сахалин-2» для всего Азиатско-Тихоокеанского региона свидетельствует высокий уровень официальных лиц, собравшихся на торжественную церемонию. Среди них – премьер-министр Японии Таро Асо, британский принц Эндрю, герцог Йоркский, министр экономики Королевства Нидерландов Мариа ван дер Хувен, другие высокопоставленные государственные деятели из России и стран-партнёров по реализации проекта (Великобритании, Нидерландов и Японии).

29 марта 2009 года первая плановая партия российского сжиженного природного газа, произведённого в рамках проекта «Сахалин-2», была успешно отгружена с завода СПГ на специализированное судно-газовоз «Энерджи Фронтierer». Эта партия была доставлена двум основным покупателям сахалинского газа – компаниям «Tokio Gas» и «Tokio Electric».

В январе 2011 года «Сахалин Энерджи» стала первой и единственной российской компанией, выбранной ООН для участия в новой платформе устойчивого корпоративного лидерства – LEAD, запущенной в рамках Глобального договора ООН.

В феврале 2012 года отгружена 200-я партия сахалинской нефти с начала круглогодичной добычи с производственного комплекса «Пригородное».

В марте 2012 года «Сахалин Энерджи» стала победителем премии «HR-бренд 2011». Это наиболее авторитетная и широко известная российская награда в области управления персоналом.

В апреле 2012 года главный исполнительный директор «Сахалин Энерджи» Андрей Петрович Галаев назначен членом Правления Глобального Договора ООН. Это высший консультативный орган ООН, состоящий из представителей бизнеса, гражданского общества, международных организаций труда и профсоюзов.

Технологии, применяемые на проекте «Сахалин-2»

«Сахалин-2» – один из крупнейших в мире проектов комплексного освоения нефтяных и газовых месторождений, созданный «с нуля» на Дальнем Востоке России в тяжёлых субарктических условиях.

Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Сахалин Энерджи») является оператором проекта «Сахалин-2» в соответствии с Соглашением о разделе продукции, заключённым с Российской Федерацией. Компания была учреждена в 1994 году с целью разработки Пильтун-Астохского нефтяного и Лунского газового месторождений в Охотском море на шельфе острова Сахалин, расположенного на Дальнем Востоке России.

В процессе реализации запущены в эксплуатацию три морских добывающих платформы, две из которых являются самыми тяжеловесными конструкциями, установленными на море за всю историю мировой нефтегазовой отрасли. Сооружена система морских и наземных трубопроводов, построены объекты для переработки, транспортировки, хранения и отгрузки углеводородов. Источниками природного газа на проекте являются морские месторождения. Для бурения скважин на таких месторождениях используются специальные морские буровые установки. Они устанавливаются на добывающих платформах или на буровых судах. Различают самоподъёмные, полупогружные платформы и платформы гравитационного типа.

К настоящему времени на шельфе Сахалина в рамках проекта «Сахалин-2» установлены 3 платформы гравитационного типа. Они оборудованы буровыми окнами и буровыми вышками.

Буровая вышка представляет собой металлическую конструкцию, поддерживающую буровое оборудование и бурильные трубы для скважин. Вышка, расположенная на платформе, в отличие от большинства обычных, защищена от ветра специальным покрытием. Буровые окна – это отверстия в бетонном основании платформы, ведущие к морскому дну. Вышка может перемещаться между ними.

В буровое окно из буровой вышки опускается бур (буровое долото), за которым следуют трубы: долото бурит породу и двигается вниз, трубы опускаются вслед за ним: так формируется скважина. Она необязательно должна быть строго вертикальной: в процессе бурения ствол можно отклонять и достигать таким образом достаточно удалённых участков месторождения.

Одной скважины недостаточно: для правильного обеспечения процесса добычи необходимо пробурить серию добывающих скважин и несколько водонагнетательных скважин. Газ и нефть в пласте находятся под давлением, превышающем атмосферное: при достижении скважиной месторождения сырьё начинает вырываться через неё

наружу (фонтанировать). Чтобы этот процесс не прекращался, необходимо поддерживать исходное давление в пласте: для этого бурятся дополнительные водонагнетательные скважины, через которые воду закачивают в пласт, что обеспечивает необходимое пластовое давление.

В соответствии с требованиями законодательства компания «Сахалин Энерджи» приняла на себя обязательства по экологически безопасному ведению работ в ходе освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений. Для достижения поставленной цели на платформах в первую очередь были пробурены скважины для закачки отходов бурения и технологических жидкостей. В ходе выполнения программ бурения отработанные буровые отходы (отделённые от углеводородов с помощью специального оборудования) закачиваются в пласты горных пород. Таким образом, исключается загрязнение акватории Охотского моря как в ходе буровых работ, так и в процессе эксплуатации морских платформ.

В перспективе для освоения удалённых участков месторождений планируется осуществлять бурение новых скважин со сверхбольшим отходом от вертикали (более 12 км) с имеющихся платформ, а также с помощью самоподъёмных буровых установок в арктическом исполнении, что позволит не прекращать процесс строительства скважин в ледовый период.

Основное место добычи газа для проекта «Сахалин-2» – Лунское месторождение, где установлена ледостойкая платформа гравитационного типа «Лунская-А» (ЛУН-А). Добыча газа на ней началась в январе 2009 года.

На других платформах добывается попутный газ, который используется как для производства электричества, так и поступает в систему трубопроводов (рис. 4).

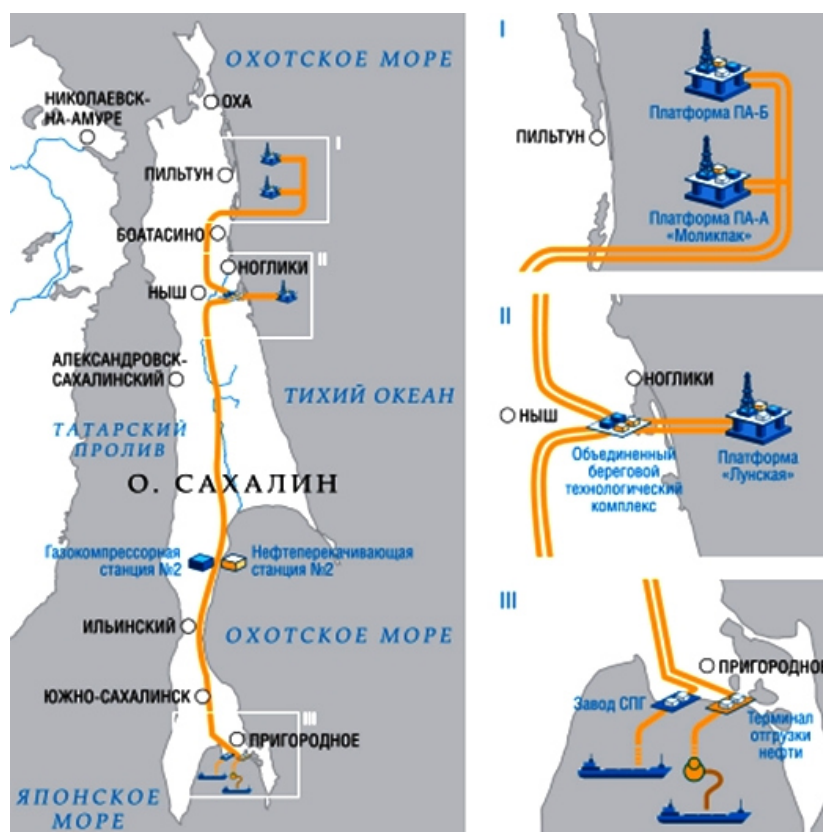


Рисунок 4 – Проект «Сахалин-2»

На каждой платформе находятся центры оперативного управления производством и строительством скважин. Работа всей комплексной системы добычи в режиме реального времени с помощью высокоскоростных каналов спутниковой и оптоволоконной связи передаётся в центр управления производством, находящийся в штаб-квартире компании в Южно-Сахалинске.

Скважины Лунского месторождения – самые большие по диаметру среди всех добывающих скважин в России: колонны насосно-компрессорных труб имеют диаметр 244 мм. Применение подобных скважин позволяет значительно снизить эксплуатационные и капитальные затраты и увеличить объёмы добычи. Проектная производительность каждой скважины Лунского месторождения составляет 9-10 млн м³ газа в сутки.

В месторождении имеются скопления слабосцементированных пород: это означает, что с добываемыми углеводородами может происходить вынос песка. Это создаёт значительный дополнительный риск для работоспособности добывающего оборудования платформы.

Поступивший вместе с сырьём на платформу песок отделяется с помощью специального устройства – сепаратора. Далее он закачивается обратно в пласт через скважину для закачки буровых отходов. Предусматривается три ступени сепарации и рассчитано на подготовку нефти и газа к транспортировке.

Очищенный от песка газ отправляется на берег к Объединённому береговому технологическому комплексу. Это специальное предприятие, предназначенное для подготовки углеводородов к отправке на юг Сахалина по Транссахалинской трубопроводной системе.

Транспортировка в южную часть Сахалина необходима для обеспечения круглогодичного производства. В северной части острова, где ведётся добыча, слишком суровые климатические условия, препятствующие доступу обычных видов транспорта. Поэтому была сооружена Транссахалинская трубопроводная система – мощная сеть трубопроводов, включающая в себя подводную и наземную части, по которой сырьё через весь остров перекачивается на берег залива Анива на юге острова, практически незамерзающего зимой, которая обеспечивает возможность круглогодичного поступления сырья.

Один из главных элементов трубопроводной системы – Объединённый береговой технологический комплекс (ОБТК). ОБТК – это специализированное перерабатывающее предприятие, имеющее несколько назначений. Общая протяжённость подводных трубопроводов, проложенных в местах со сложной ледовой обстановкой, составляет 300 км. Прежде всего, оно предназначено для первичной очистки углеводородов, их разделению по видам (сепарации), последующего компримирования (сжатия) и отправки под давлением в пункт назначения. Кроме того, ОБТК производит из части поступившего газа электроэнергию для себя и для платформы ЛУН-А. Для этого в состав комплекса входит энергоустановка мощностью 100 МВт.

На юге Сахалина находится центральная часть всей системы – завод по производству СПГ, терминал отгрузки нефти. Пройдя под давлением 800-километровую дистанцию от ОБТК до этого комплекса, природный газ поступает на завод по производству СПГ.

Ключевым элементом системы безопасности завода является факельная установка. Сжигание на факеле представляет собой процесс, с помощью которого избыточный газ быстро и безопасно подаётся от завода через вертикальную трубу высотой 125 м (факельный ствол) для незамедлительного воспламенения с помощью «пилотной горелки» – постоянного источника открытого огня, который свидетельствует о нормальной работе.

Основная причина сжигания газа состоит в том, что при этом процессе на окружающую среду оказывается меньшее воздействие по сравнению с выбросами невоспламенённого углеводородного газа.

Резервуар СПГ состоит из нескольких элементов. Внешний резервуар – бетонный, толщина его стен – около 1 м у основания и до 0,5 м вверху. Второй резервуар играет роль пароизоляционного барьера. Он сделан из углеродистой стали и примыкает к внешнему резервуару. Внутренняя ёмкость построена из специальной 9 %-ной никелевой стали, рассчитанной на криогенные температуры. Основное назначение пароизоляционного барьера – препятствовать попаданию кислорода или влаги в резервуар СПГ, а также не допустить попадание испаряющегося газа из резервуара СПГ в атмосферу.

Проект «Ямал СПГ»

«Ямал СПГ» – масштабный проект по производству сжиженного природного газа на Ямале, реализуемый ОАО «НОВАТЭК» на базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения.

Ямал характеризуется наличием выявленных и подготовленных к освоению месторождений с уникальными и крупными запасами газа и высокими оценками прогнозируемых ресурсов по перспективным структурам (рис. 5). Сырьевые ресурсы региона столь значительны, что только часть запасов газа, относящихся на сегодняшний день к категории достоверных, позволяют планировать на перспективу добычу газа в объеме 200–250 млрд м³ в год.

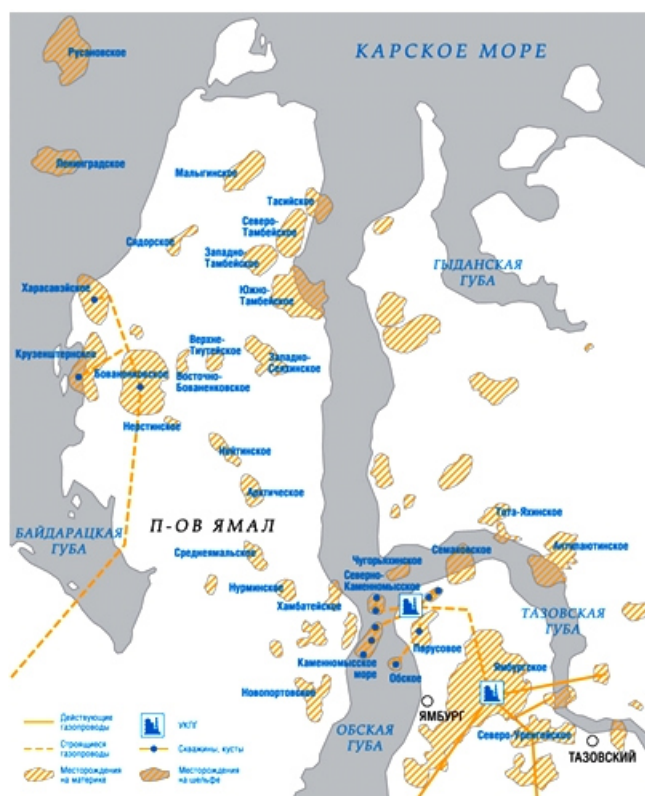


Рисунок 5 – Месторождения природного газа на Ямале

Оценка сырьевой базы Ямала и перспектив её развития говорит о том, что Ямал является стратегической базой развития газодобычи, альтернативы которой в России пока нет. Здесь также имеется мощная сырьевая база для организации добычи жидких углеводородов. Для начала освоения запасов необходимо опережающее развитие транспортной и перерабатывающей инфраструктуры: строительство магистральных трубопроводов, заводов по переработке и сжижению газа, терминалов по отгрузке СПГ, нефти и конденсата с береговыми и выносными технологическими комплексами, расширение ледокольного флота, строительство танкеров ледового класса (в том числе метановозов), формирование опорной сети авто- и железных дорог, создание объектов энергетики.

В рамках проекта предусмотрено строительство завода по сжижению газа рядом с посёлком Сабетта (первая очередь запущена в 2016 году), а также создание морского порта в Сабетте и строительство танкерного флота ледового класса. Российское правительство, как сообщается, инвестирует в строительство порта и прилегающей инфраструктуры 47 млрд 200 млн рублей (1 млрд 150 млн евро), а частные инвестиции в объекты инфраструктуры составят до 25,9 млрд рублей (640 млн евро).

«НОВАТЭК» приобрёл 51 % пакет акций в ОАО «Ямал СПГ» в июне 2009 года. В сентябре 2011 года доля «НОВАТЭКа» в уставном капитале общества была увеличена до 100 %. В октябре того же года 20 % доли «Ямал-СПГ» приобрела французская

нефтегазовая компания «Total», которая стала стратегическим партнёром «НОВАТЭКа» по проекту. После завершения строительства завода СПГ (планируемая мощность – 16 млн тонн в год) компания «Ямал-СПГ» будет оператором проекта. Крупнейшие нефтегазовые компании Китая изъявляют желание не только закупать российский СПГ, но и также участвовать в его производстве в рамках проекта, будучи готовыми профинансировать 25 % строительства завода СПГ, что соответствует 5 млрд долларов. Компания «НОВАТЭК» заключила взаимовыгодное партнёрское соглашение с китайскими представителями, что гарантирует компании «НОВАТЭК» рынок сбыта.

На данный момент ПАО «НОВАТЭК» приступил к строительству свайных оснований для производственного комплекса «Ямал СПГ», закончено строительство вахтового городка на 3,5 тыс. мест, включающего в себя полную инфраструктуру.

21 марта 2013 года компанией «Ямал СПГ» получено положительное заключение государственной экологической экспертизы на проектную документацию и результаты инженерных изысканий «Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского месторождения». Также компании выдано разрешение на строительство предприятия от Ямальского управления по недропользованию. Получение указанных документов позволяет перейти к следующему этапу реализации проекта «Ямал СПГ», а именно обустройству Южно-Тамбейского месторождения и строительству завода СПГ в порту Сабетта.

2 апреля были подведены итоги тендера на выбор подрядчиков для строительства завода по сжижению газа для проекта «Ямал СПГ», реализуемого «НОВАТЭКом» и «Total». Предприятие будет строить консорциум французской компании «Technip» и японской «JGC».

Консорциум выполнит проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, а также строительство комплекса и ввод его в эксплуатацию. «Technip France» и «JGC» входят в число ведущих международных инжиниринговых и строительных компаний, имеющих большой опыт в выполнении интерфейсного проектирования (FEED) и EPC контрактов заводов СПГ по всему миру.

По данным региональных властей, постройка идёт с опережением графика, что имеет большое значение для развития арктического региона. В 2012 году при постройке было удалено 1,5 миллиона кубических метров морского дна в водах проектируемого морского порта Сабетта, что на 50 % больше, чем ранее планировалось. В 2013 году снимет ещё 10 миллионов кубических метров морского дна, сообщает сайт правительства Ямало-Ненецкого АО.

Расположенный на берегу Обской губы, на восточном побережье полуострова Ямал, порт Сабетта является ключевым компонентом проекта строительства завода СПГ. После завершения строительства порт будет принимать специально разработанные для работы в Арктике суда, которые будут доставлять СПГ с месторождения на европейские, южноамериканские и азиатские рынки.

По словам экспертов, проект будет способствовать росту добычи сжиженного природного газа в России с 11 до 27,5 млн тонн и увеличит интенсивность грузооборота по Северному морскому пути до 20 млн тонн в год.

Порт Сабетта сможет обрабатывать более 30 млн тонн грузов в год. Он будет связан с Южно-Тамбейским месторождением и проектируемым заводом по производству СПГ. Новый порт планируется ввести в круглогодичную эксплуатацию, несмотря на очень сложную ледовую обстановку в Обской губе.

На первом этапе строительства (к лету 2014 года) порт сможет принимать поставки модулей для строительства завода СПГ. На втором этапе порт сможет уже принимать танкеры для перевозки СПГ.

Развитие порта Сабетта тепло приветствуется региональными властями. Однако, в то же время, проект не может не вызвать озабоченность в связи с серьёзными экологическими последствиями для уязвимых экосистем Арктики. На недавней встрече компания-оператор согласилась выплатить региональным властям 526 млн рублей (13 млн евро) в качестве компенсации за экологический ущерб. Среди объектов, которые нарушат местную экосистему, также можно упомянуть 50 километровый канал, соединяющий порт с Обской губой.

По данным компании, все снятые при углублении дна части морского дна будут перенесены в другие части Обской губы. Кроме того, около 53 тыс. тонн отходов, которые, как ожидается, будут собраны в период постройки порта, перевезут в Екатеринбург и Тюмень на специальное хранение и переработку.

Проект строительства производства СПГ на Ямале разработан акционерным обществом в тесном сотрудничестве с Федеральным бюро морского и речного транспорта и Росморпортом.

Проект «Владивосток СПГ»

Завод сжиженного природного газа будет построен на мысе Ломоносова в районе бухты Перевозная в Приморском крае. Мыс Ломоносова – наиболее подходящая площадка, в том числе и с точки зрения транспортной доступности.

Договорённость по данному проекту была достигнута ещё весной 2010 года. Данный проект будет реализован ПАО «Газпром» самостоятельно, концерн не планирует привлекать партнёров для строительства этого завода, хотя ранее рассматривался вариант привлечения в проект японского консорциума «Japan Far East Gas Co».

Завод будет состоять из трёх технологических линий. Мощность каждой из них составит 5 млн тонн СПГ в год. Сырьё будет поступать на предприятие с Сахалинского, а также Якутского и Иркутского центров газодобычи.

На данный момент утверждены план мероприятий по реализации проекта строительства завода СПГ и план работ по подготовке ресурсной базы для проекта, и начинается инвестиционная стадия реализации. Разработка обоснования инвестиций в проект «Владивосток СПГ» завершена «Газпромом» в начале февраля 2013 года. Капитальные вложения в строительство объектов завода СПГ составили 620 млрд рублей (20 млрд долларов) в течение 12 лет. Официально сообщается, что первая очередь строительства завода завершится в 2018 году, вторая – в 2020 году, а окончание строительства запланировано на 2025 год. Будучи крупнейшим проектом в регионе, строительство завода окажет огромное влияние на многие отрасли в регионе, в том числе на развитие промышленной инфраструктуры, объектов электроснабжения, связи и т.д.

В ходе прошедшего недавно в Санкт-Петербурге международного экономического форума ПАО «Газпром» подписал с администрацией Приморского края соглашение о сотрудничестве, в рамках которого планируется реализация проектов газоснабжения и газификации края, переработки газа, производства компримированного, сжиженного газа, перевозки газа и продуктов его переработки морским транспортом. Также среди основных направлений сотрудничества – использование СПГ для автономной газификации и в качестве моторного топлива.

Реализация проекта также будет иметь большое значение для развития восточной системы газоснабжения России и увеличения поставок российского газа на рынки стран АТР, в том числе в Китай. Проблем с поставками СПГ в страны АТР у Газпрома не будет, считают эксперты. Концерн сможет легко найти покупателей на 15 млн тонн СПГ. Это дополнительные объёмы газа, на которые, кроме Японии, возможен спрос со стороны Китая, Индии, Вьетнама, Таиланда.

Проекты мини-заводов по сжижению природного газа

Англо-голландский концерн «Royal Dutch Shell» рассматривает возможность строительства в России мини-заводов по производству сжиженного природного газа с применением технологии мобильного производства.

Мобильная модульная система сжижения природного газа концерна «Shell» (Shell MMLS) – это установка, которая позволяет осуществлять производство СПГ в небольших объёмах. Система предлагает низкочувствительные решения для монетизации

небольших труднодоступных ресурсов, либо производство СПГ из трубопроводного газа с целью его реализации потребителям в небольших объёмах. Мощность системы составляет 0,10–0,25 млн тонн в год. Такие установки уже функционируют на территории США. Российская судоходная компания «Совкомфлот» предлагает Shell изучить возможность строительства плавучих СПГ-заводов для работы на шельфе России.

Председатель «Shell» в России Оливье Лазар отмечает, что сейчас проект по строительству мини-заводов по производству СПГ пока «находится на самой ранней стадии проработки, в качестве идеи».

Перспективы развития отрасли СПГ

В период 2000–2007 гг. мировой объём производства/потребления СПГ увеличился более чем на 60 %. В 2007 году СПГ экспортировали 15 стран, в числе которых крупнейшим экспортёром впервые становится Катар. Катар экспортировал порядка 38 млрд м³ природного газа в виде СПГ или 17 % от объёма мировой торговли СПГ. В последующие пять лет с пуском новых мощных технологических линий СПГ, которые находятся уже на этапе строительства, его производственный потенциал более чем удвоился. Вторым по величине экспортёром является Малайзия, лишь немного опережая Индонезию.

С точки зрения спроса, 17 стран импортировали в 2007 году в общей сложности 226 млрд м³ природного газа в виде СПГ. Крупнейшим импортёром являлась Япония, на долю которой приходилось 89 млрд м³ или 39 % от общего объёма мировой торговли.

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), торговля природным газом будет развиваться более быстрыми темпами, чем добыча или потребление, ввиду географических несоответствий между ресурсами и спросом. Данные МЭА позволяют предположить, что рост объёмов торговли СПГ будет опережать торговлю газом, поставляемым по трубопроводам. Объёмы межрегиональной торговли СПГ в 2021 году увеличатся до 270 млрд м³ и в 2030 году – до 470 млрд м³ и сравняются с объёмами торговли газом, перекачиваемым по трубопроводам, к 2030 году. В общемировом потреблении газа на долю торговли СПГ в 2030 году придётся 30 %, что представляет собой увеличение на 24 процентных пункта по сравнению с нынешним уровнем. Доля российских проектов по производству СПГ к 2021 году составит порядка 8–9 %.

Основными причинами, которые обеспечивают развитие отрасли производства СПГ, являются:

1. *Истощение запасов.* Месторождения природного газа в Европе и Северной Америке не в состоянии обеспечить естественных темпов прироста потребления газа во многих областях, которое вызвано ростом экономики. Нехватка и истощение запасов ведёт к увеличению импорта газа во всех формах.

2. *Диверсификация поставщиков.* Поставки сжиженного природного газа выступают как альтернатива трубопроводному транспорту. Так, например, испанские потребители газа исследуют вопрос диверсификации поставок газа по газопроводу из Алжира за счёт строительства дополнительных СПГ-терминалов.

3. *Диверсификация источников энергии.* Эта тенденция обусловлена двумя причинами: повышением устойчивости развития в целом, а также высокими ценами на нефть.

4. *Естественные темпы роста потребления природного газа.* Рост потребления СПГ обусловлен общим ростом потребления природного газа в развитых странах, который связан в первую очередь с ростом потребления электроэнергии и заменой электростанций, работающих на жидких и твёрдых углеводородах, на газотурбинные электростанции комбинированного цикла, являющиеся в настоящий момент наиболее дешёвыми, эффективными и экологически безопасными источниками электроэнергии. Эффективность – отношение получаемой электрической энергии к тепловой энергии – для вновь устанавливаемых электростанций комбинированного цикла достигла 60 % и продолжает расти (теоретический предел эффективности – 75 %).

5. *Законодательство стран-потребителей в сфере экологии.* Важную роль здесь играет Киотское соглашение, смысл которого заключается в том, чтобы снизить количество выбросов в атмосферу CO₂ за счёт увеличения доли потребления природного газа. Существуют также и местные законодательные акты, стимулирующие промышленные предприятия переходить на более чистое топливо и/или использовать природный газ совместно с углём, мазутом и пр. При совместном сжигании расход газа в тепловом выражении составляет не более 20 % к расходу основного топлива. При этом значительно снижаются выбросы диоксида серы, оксидов азота и сажи.

6. *Конкурентные преимущества морских перевозок СПГ.* Имеется несколько аспектов преимуществ по сравнению с газопроводным транспортом:

- основные запасы газа значительно удалены от его основных импортёров, что делает доставку газа морским транспортом более выгодной, чем по газопроводам;
- возможность поставщиков обходить дорогостоящие европейские газораспределительные сети, осуществляя поставки напрямую в крупные центры потребления;
- возможность поставщиков диверсифицировать поставки в регионы с более перспективными рынками.

7. *Происходящая в мире реструктуризация (либерализация) газовой и электроэнергетической индустрии.* Цели реструктуризации:

- добиться снижения цен на энергоносители и электроэнергию путём усиления конкуренции поставщиков и транспортных компаний;
- уменьшить зависимость рынка газа от рынка сырой нефти. Создание независимого рынка газа позволит формироваться ценам на газ в краткосрочной перспективе на основе только соотношения спрос-предложение;
- обезопасить экономику стран от диктата и давления производителей и транспортных компаний-монополистов.

Заключение

Сжиженный природный газ – природный газ, переведённый в жидкое состояние при температуре минус 161,5 °С, который после регазификации имеет те же свойства, что и обычный природный газ. При сжижении объём газа уменьшается в 600 раз, что позволяет организовать его транспортировку, не прибегая к помощи газопроводов.

Использование СПГ позволяет решать проблему обеспечения различных объектов, в том числе промышленных предприятий, не имеющих централизованного газоснабжения, бытовым газом, теплом и электричеством посредством установки автономных теплоэлектростанций.

Технологическая цепочка СПГ состоит из трёх основных этапов:

- 1) добыча природного газа и его сжижение;
- 2) транспортировка СПГ в специальных танкерах-метановозах;
- 3) хранение СПГ в специальных криогенных терминалах с последующей регазификацией, т.е. перевод СПГ в газообразное состояние для транспортирования по газопроводам до конечных потребителей.

На мировом газовом рынке последние несколько лет наблюдается стремительный рост внимания к сжиженному газу. Совершенствуются технологии, в результате чего удешевляется производство, а, главное, транспортировка СПГ. Сжиженный природный газ становится реальным конкурентом газу трубопроводному.

На данный момент в России реализован только один крупномасштабный проект по производству сжиженного природного газа – «Сахалин-2», и ещё два на стадии реализации – «Ямал СПГ» и Штокмановский СПГ. В перспективе к 2022 году производство СПГ в России должно вырасти почти в 4 раза – до 38 млн тонн. Гарантированность спроса обуславливается спросом на СПГ со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Воплощение задуманных проектов идёт на пользу не только регионам, где они реализуются, но и стране в целом.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
2. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец [и др.] – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
3. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
4. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
5. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
6. Брижань В.В., Шиян С.И. Оценка экономической эффективности от перевода грузового автотранспорта на компримированный природный газ в качестве моторного топлива // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 300–314.
7. Григулецкий В.Г. О дебите фонтанирующей газовой скважины в море // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 1. – С. 50–57.
8. Диоманде Бле Хьюге, Савенок О.В. Характеристика системы сбора и подготовки скважинной продукции на морском месторождении Блок 63 // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 47–57.
9. Газификация удалённых населённых пунктов регионов России с применением передвижных автогазозаправщиков / В.И. Дунаев [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Наука. Новое поколение. Успех» (28 марта 2020 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – С. 33–36.
10. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 64–68.
11. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Исследование надёжности блочных автоматизированных технологических установок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 1. – С. 47–50.
12. Кусов Г.В. Проведение экологической экспертизы проектов в Российской Федерации и правовые аспекты реализации предложенного механизма // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 207–230.
13. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Анализ состояния рынка нефти и возможные пути его развития в современном мире // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 164–177.
14. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Экологическая экспертиза, экологическое аудирование и оценка воздействия на окружающую среду // Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов II Международной научно-практической конференции (31 января – 01 февраля 2020 года, г. Армавир). Секция 5 «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГУ», 2020. – С. 338–342.
15. Кусов Г.В. Анализ технологических решений утилизации попутного нефтяного газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 158–182.
16. Кусов Г.В., Савенок О.В. Низконапорный нефтяной газ: объёмы добычи и осложнения, возникающие при его сборе и подготовке // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 69–76.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Принцип сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 77–82.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Технологии сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на примере нефтесборного пункта «Романово» (г. Калининград) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 83–88.
19. Кусов Г.В., Диоманде Бле Хьюге. Анализ основных типов нефтяных контрактов в России и за рубежом // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 160–177.
20. Линская С.В. Современные технологии транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 97–99.
21. Романько В.А., Григулецкий В.Г. Об одной проблеме добычи низконапорного газа (часть 1) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 4. – С. 27–33.
22. Романько В.А., Григулецкий В.Г. Об одной проблеме добычи низконапорного газа (часть 2) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 5. – С. 31–38.

23. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.
24. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.
25. Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А., Галанин И.А. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.
26. Шиян С.И., Дунаев В.И. Особенности проектирования и строительства компрессорной станции «Кубанская» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 278–290.
27. Возможности расширения системы газоснабжения удалённых населённых пунктов регионов России с помощью автономных систем газоснабжения / С.И. Шиян [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 6. – С. 225–228.
28. Решение проблем газификации регионов России путём создания автономных систем газоснабжения / С.И. Шиян [и др.] // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности: сборник трудов XVIII Международной научно-технической конференции «Чтения памяти В.Р. Кубачека», проведённой в рамках Уральской горнопромышленной декады (02-03 апреля 2020 года, г. Екатеринбург). – Екатеринбург : Уральский государственный горный университет, 2020. – С. 182–185.
29. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
30. Запорожец Е.П., Савенок О.В. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620592. Заявка № 2014620261. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 22 апреля 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific basis and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
2. Regular processes and equipment in the technology of gathering, preparation and processing of oil and natural gases: a training manual / E.P. Zaporozhets [et al.] – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.
3. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: textbook / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : SRHPU (NPI), 2015. – 322 p.
4. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
5. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
6. Brizhan V.V., Shiyani S.I. Assessment of economic efficiency of conversion of trucks to compressed natural gas as motor fuel // Science. Technics. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 300–314.
7. Griguletsky V.G. On the flow rate of a flowing gas well at sea // Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea. – 2019. – № 1. – P. 50–57.
8. Diomande Ble Hyuge, Savenok O.V. Characteristics of the system of collection and preparation of well products in the offshore field Block 63 // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 47–57.
9. Gasification of remote settlements of Russian regions with the use of mobile gas trucks / V.I. Dunayev et al. // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75-th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Science. New Generation. Success» (March 28, 2020, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – P. 33–36.
10. Kusov G.V., Bogatyrev V.S., Savenok O.V. Failure classification and analysis of technological oilfield equipment in the Far North // Oil. Gas. innovations. – 2016. – № 7. – P. 64–68.
11. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Study of reliability of block automated technological installations // Equipment and technology for the oil and gas complex. – 2017. – № 1. – P. 47–50.
12. Kusov G.V. Environmental assessment of projects in the Russian Federation and legal aspects of implementation of the proposed mechanism // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2019. – № 1. – P. 207–230.
13. Kusov G.V., Povarova L.V. Analysis of the state of the oil market and possible ways of its development in the modern world // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 2. – P. 164–177.

14. Kusov G.V., Povarova L.V. Environmental expertise, environmental auditing and environmental impact assessment // Science and technology in oil and gas business: collection of theses of the II International Scientific and Practical Conference (January 31 - February 01, 2020, Armavir). Section 5 «Environmental protection in oil and gas complex». – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU», 2020. – P. 338–342.
15. Kusov G.V. Analysis of technological solutions for utilization of associated petroleum gas // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 158–182.
16. Kusov G.V., Savenok O.V. Low-pressure oil gas: production volumes and complications arising during its collection and preparation // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 69–76.
17. Kusov G.V., Savenok O.V. Principle of collection and preparation of low-pressure oil gas using hydraulically driven jet compressor units // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 77–82.
18. Kusov G.V., Savenok O.V. Technologies of collection and preparation of low-pressure oil gas using hydraulic jet compressor units on the example of oil gathering station «Romanovo» (Kaliningrad) // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 83–88.
19. Kusov G.V., Diomande Ble Hüge. Analysis of the main types of oil contracts in Russia and abroad // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 160–177.
20. Linskaya S.V. Modern technologies of transport and storage of oil, gas and refined products // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 97–99.
21. Romanko V.A., Griguletsky V.G. On one problem of low-pressure gas extraction (part 1) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 4. – P. 27–33.
22. Romanko V.A., Griguletsky V.G. On one problem of low-pressure gas extraction (part 2) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 5. – P. 31–38.
23. Savenok O.V. Prospects for rational use of associated petroleum gas in Russia // Gas Industry. Special issue of the journal «Gas Industry»: Higher education science for oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
24. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies for processing and effective use of associated petroleum gas // Oil. Gas. innovations. – 2013. – № 10. – P. 64–71.
25. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of the impact of gas purification from carbon dioxide on its transportation through main gas pipelines // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 4. – P. 74–77.
26. Shiyan S.I., Dunayev V.I. Features of the design and construction of the compressor station «Kubanskaya» // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 1. – P. 278–290.
27. Possibilities of expanding the gas supply system of remote settlements of Russian regions with autonomous gas supply systems / S.I. Shiyan [et al.] – 2020. – VOL. 6. – P. 225–228.
28. Solving the problems of gasification of Russian regions through the creation of autonomous gas supply systems / S.I. Shiyan [et al.] // Technological equipment for mining and oil and gas industry: Proceedings of XVIII International Scientific and Technical Conference «Readings in memory of V.R. Kubachek», held within the Ural mining decade (02–03 April 2020, Ekaterinburg). – Yekaterinburg : Ural State Mining University, 2020. – P. 182–185.
29. Shiyan S.I., Omelchenko N.N. Re-engineering options for the reconstruction of production facilities of the collection, transportation and treatment of oil, gas and water of the Ivanovskoye field // Engineer-neftyanik. – 2020. – № 3. – P. 34–42.
30. Zaporozhets E.P., Savenok O.V. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of oil and natural gases. Certificate of state registration of the database № 2014620592. Application number 2014620261. Date of receipt March 12, 2014. Date of state registration in the Register of databases April 22, 2014.

УДК 622.245.14

**АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА
С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ
НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ
НА АГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF CORE MATERIAL EXAMINATION
TO DETERMINE THE QUALITY OF OIL-SATURATED RESERVOIRS
OIL-SATURATED RESERVOIRS
IN THE AGANSKOYE FIELD**

Демихов Владимир Иванович

доктор технических наук,
старший научный сотрудник,
директор ООО «КИП»
vdemihov@inbox.ru

Батыров Мухамед Измуудинович

инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Меринов Иван Андреевич

аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
Ivanmerinov@bk.ru

Аннотация. Опыт проводки скважин на Аганском месторождении показал, что актуальными остаются вопросы применения в рецептурах промывочных жидкостей полифункциональных смазочных ингибирующих добавок, позволяющих улучшить фильтрационные, ингибирующие и поверхностно-активные свойства бурового раствора, тем самым обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения.

Ключевые слова: керновые испытания качества вскрытия нефтенасыщенных пластов; оценка качества вскрытия пластов на месторождении; изменение фазовой маслопроницаемости образцов керна; скорость поступления фильтрата раствора в керн; коэффициент восстановления проницаемости после воздействия на керн буровым раствором; коэффициент восстановления проницаемости после воздействия на керн фильтратом бурового раствора; расчёт радиусов зоны обводнения призабойной зоны пласта.

Demikhov Vladimir Ivanovich

Doctor of Technical Sciences,
Senior Researcher,
Director of «KIP» LLC
vdemihov@inbox.ru

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling Fluid Engineer,
Company «Halliburton International GmbH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Merinov Ivan Andreevich

Graduate Student,
Kuban State Technological University
Ivanmerinov@bk.ru

Annotation. The experience of drilling wells in the Aganskoye field has shown that the issues of using polyfunctional lubricating inhibiting additives in the formulations of flushing fluids, which make it possible to improve the filtration, inhibiting and surfactant properties of the drilling fluid, thus ensuring the preservation of the reservoir properties of productive horizons, remain relevant. The biopolymer system of flushing fluid «BioPro» for the primary opening of productive horizons has shown its high efficiency of use.

Keywords: core tests of the quality of penetration of oil-saturated formations; assessment of the quality of reservoir penetration in the field; change in the phase oil permeability of core samples; rate at which the solution filtrate enters the core; coefficient of recovery of permeability after impact on the core with drilling fluid; permeability recovery factor after impact on the core with drilling mud filtrate; calculation of the radii of the bottomhole formation zone watering zone.

Постановка задачи и содержание исследований

Целью данного исследования является априорная оценка качества вскрытия пластов $1N_{sr1}$ и $2N_{sr1}$ на Аганском месторождении. Актуальность подобного рода работ обусловлена высокой подверженностью коллекторов этих пластов отрицательному влиянию технологии вскрытия из-за низкой проницаемости, тонкопористости и достаточной глинизации нефтенасыщенных коллекторов.

Реализация поставленной задачи осуществлялась путём постановки экспериментальных исследований процессов взаимодействия элементов пластовой системы в околоствольной зоне продуктивных пластов с компонентами буровых растворов, предназначенных для их вскрытия.

В качестве объекта испытаний использовались образцы песчаника, изготовленные из натурального кернового материала. Условия проведения экспериментов по оценке последствий взаимодействия буровых растворов и их фильтратов с образцами натуральных кернов максимально приближены к термобарическим характеристикам реальных пластов. Оценивалась степень влияния 5-ти рецептур буровых растворов на изменение фазовой маслопроницаемости образцов керна, а также измерялась скорость поступления фильтрата этих растворов в керн через сформированную на его поверхности фильтрационную корку. Полученные в результате экспериментов значения коэффициентов восстановления проницаемости после воздействия на керн буровым раствором $\beta_{бр}$ и его фильтратом $\beta_{фбр}$, а также измеренная величина скорости фильтрации $v_{ф}$ послужили основой для расчёта радиусов зоны обводнения призабойной зоны пласта (ПЗП) фильтратом $R_{ф}$ в зависимости от продолжительности процесса вскрытия пласта, а также показателей качества: скин-

фактора S и относительной продуктивности $ОП = \frac{\eta_{ф}}{\eta_{пот}}$, где $\eta_{ф}$ и $\eta_{пот}$ – соответственно фактическая и потенциально возможная продуктивность вскрытого пласта.

Непосредственно качество вскрытия пласта по показателю ОП устанавливалось по принятым критериям качества:

- $ОП < 0,7$ – неудовлетворительное;
- $0,7 < ОП < 0,8$ – удовлетворительное;
- $0,8 < ОП < 0,9$ – хорошее;
- $ОП > 0,9$ – очень хорошее.

Итогом данной работы является составление заключения о качестве вскрытия пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ с применением буровых растворов «СТАБДРИЛЛ», «BioPro» и «BioPro thermo».

Керновый материал

Керновый материал из пласта 1Nsr₁

Керновый материал из пласта 1Nsr₁ отобран с глубины 1706,4 м на Аганском месторождении. Керн представлен мелкозернистым глинизированным песчаником средней степени уплотнения. Тип коллектора – гранулярный с глинистым межзерновым цементом.

Микроскопические исследования песчаника из пласта 1Nsr₁ на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония) позволили установить, что данная порода характеризуется достаточно однородным фракционным составом зернистого материала, равномерно распределённым в объёме образца (рис. 1).

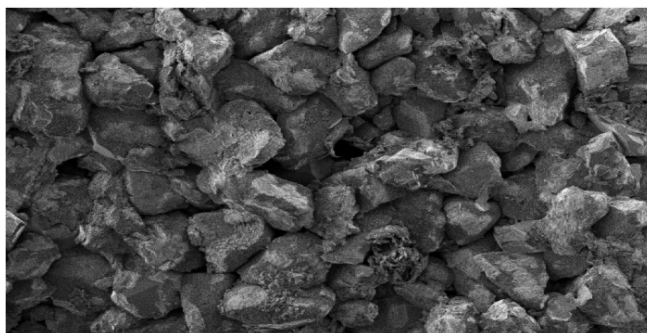


Рисунок 1 – Распределение зернистого материала в продуктивном песчанике пласта 1Nsr₁ при $\times 100$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Межзерновое пространство практически не заполнено глинистым цементом, что свидетельствует о проточности большинства поровых каналов.

При более детальном рассмотрении структуры порового пространства отмечено незначительное присутствие в межзерновом пространстве других минералов, а распределение глинистого цемента имеет неравномерный характер, покрывая с разрывами поверхность зёрен (рис. 2).



Рисунок 2 – Распределение глинистого цемента на поверхности зёрен породы в продуктивном песчанике пласта 1Nsr1 при $\times 500$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Электронное изображение поверхности зёрен породы при $\times 5000$ увеличении подтверждает наличие на стенках поровых каналов глинистых минералов пластинчато-волокнистой структуры (рис. 3).

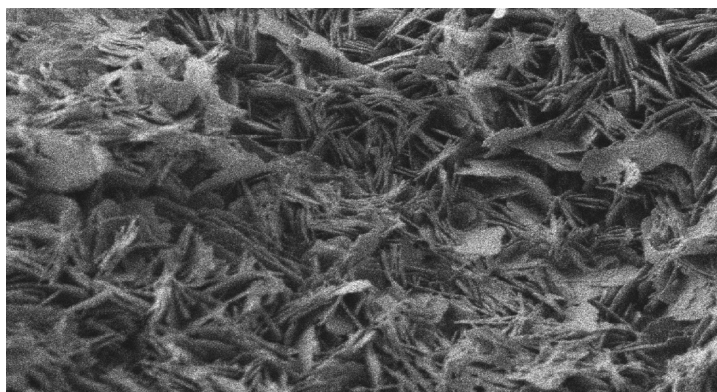


Рисунок 3 – Электронное изображение поверхности зёрен породы песчаника продуктивного пласта 1Nsr1 при $\times 5000$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

В процессе подготовки экспериментов по оценке блокирующей способности буровых растворов для вскрытия пласта 1Nsr1 вырезаны опытные образцы прямоугольной формы с размерами $40 \times 19 \times 19$ мм и определена их воздухопроницаемость. Полученные (при измерении на аппарате ГК-0,5) значения воздухопроницаемости опытных образцов оказались довольно высокими – в среднем $198,6$ мД ($0,1986$ мкм²), несмотря на мелкозернистость песчаника, что свидетельствует о хорошей отсортированности зернистого материала и подтверждает проточность поровых каналов.

Вместе с тем, после насыщения образцов песчаника из пласта 1Nsr1 пластовой водой хлоркальциевого типа (табл. 1) их водопроницаемость уменьшилась по сравнению с абсолютной в среднем в $13,3$ раза, что свидетельствует о предрасположенности глинистых минералов внутрипорового цемента к активной гидратации и набуханию выстилающих стенки фильтрационных каналов глинистых слоёв.

Таким образом, представленные для испытаний образцы песчаника из пласта 1Nsr1 характеризуются как мелкозернистые, тонкопористые с активным глинистым цементом и могут быть отнесены ко 2-й классификационной категории пород-коллекторов. Породы этой категории в особой степени подвержены отрицательному влиянию следующих поражающих факторов:

- проявлению молекулярно-поверхностных эффектов путём образования на поверхности поровых каналов неподвижных адсорбционных плёнок, уменьшающих просветность поровых каналов;

Таблица 1 – Показатели образцов песчаника, насыщенных пластовой водой

Тип воды по Сулину	Плотность, г/см ³	pH	Водопроницаемость керновых образцов пласта БС8, мД (для пластовой воды)	Удельное электрическое сопротивление, Ом · м
ХЛК – хлоркальциевый, мг/л Cl ⁻ – 16580; Na ⁺ + K ⁺ – 9984; Mg ²⁺ – 88; Ca ²⁺ – 538	1,020	6,72	10,0–25,0	1,79

- возникновению капиллярных сил на границах раздела фаз, снижающих подвижность флюидов;

- активному проявлению сил адгезии к коллоидам из водных суспензий вследствие высокой гидрофильности и адсорбционной способности внутрипоровой глины.

Исходя из этого, буровые растворы, предназначенные для вскрытия пласта 1Nsr₁, должны содержать в своём составе реагенты, предупреждающие или сводящие к минимуму возникновение и развитие в ПЗП перечисленных выше факторов.

Керновый материал из пласта 2Nsr₁

Керновый материал пласта 2Nsr₁ представлен более плотным мелкозернистым, глинистым, известковым песчаником, отобранном с глубины 1714,5 м Аганского месторождения. Тип коллектора – гранулярный с глинисто-карбонатным межзерновым цементом.

В результате микроскопических исследований песчаника из пласта 2Nsr₁ с помощью сканирующего электронного микроскопа JSM-7500F (Япония) установлено, что данная порода характеризуется как полимиктовый песчаник с фациально неоднородным составом, неравномерно распределённым в объёме образца (рис. 4). Глинисто-карбонатный межзерновой цемент не только обволакивает поверхность зёрен песчаника, но и в значительной степени заполняет межзерновое пространство, видны немногочисленные открытые поровые каналы.

Присутствие в породе различных по гранулометрическому и минеральному составу зёрен отчётливо видно на рисунке 5. Глинисто-карбонатный цемент местами покрывает поверхность отдельных зёрен более толстым и рыхлым слоем по сравнению с образцом песчаника 1Nsr₁.

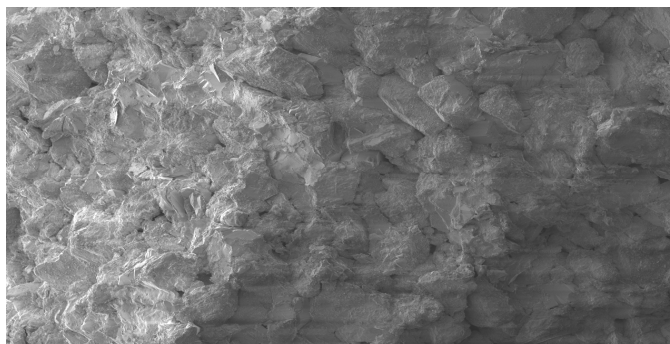


Рисунок 4 – Распределение зернистого материала в продуктивном песчанике пласта 2Nsr₁ при $\times 100$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

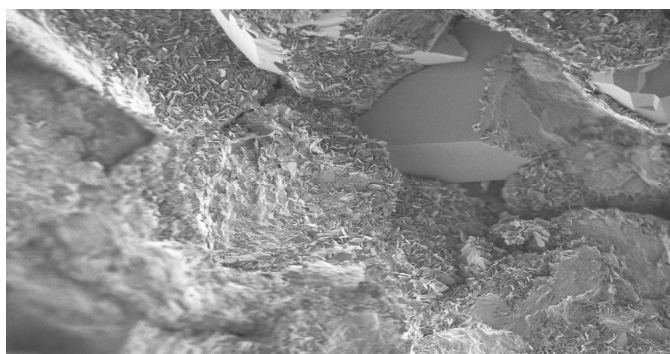


Рисунок 5 – Распределение глинистого цемента на поверхности зёрен породы в продуктивном песчанике пласта 2Nsr₁ при $\times 500$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Электронное изображение заглинизированной поверхности зёрен песчаника из пласта 2Nsr₁ приведено при $\times 5000$ увеличении на рисунке 6, из которого видно, что в составе глинистого цемента преобладают пластинчатые частицы размером 5–8 микрон (μm) в диаметре и толщиной в десятые доли микрона.

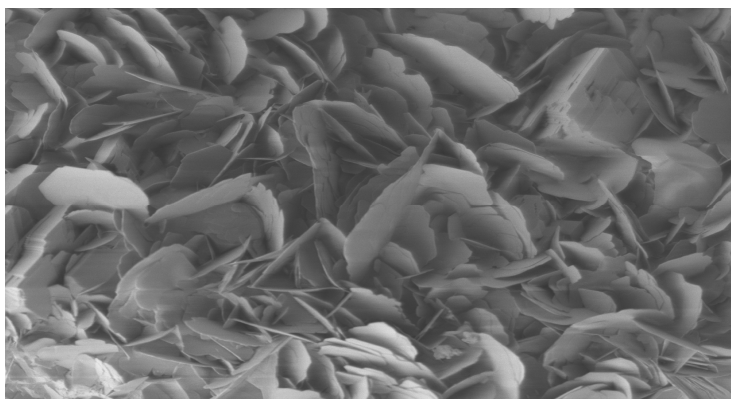


Рисунок 6 – Электронное изображение поверхности зёрен породы песчаника продуктивного пласта 2Nsr₁ при $\times 5000$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Для проведения экспериментов были вырезаны образцы из керна пласта 2Nsr₁, отобранного с глубины 1714,5 м. Геометрические размеры опытных образцов 40×19×19 мм. Абсолютная газопроницаемость образцов керна, замеренная по воздуху на аппарате ГК-0,5 варьировала в пределах 4,7–6,2 мД.

Отдельные образцы имели воздухопроницаемость до 20 мД, что является следствием фациальной неоднородности, разноразмерности зернового состава и характера распределения глинисто-карбонатного цемента в объёме породы. Довольно низкая проницаемость песчаников из пласта 2Nsr₁ обусловлена также малым количеством проточных фильтрационных каналов.

Измеренная водопроницаемость образцов керна из пласта 2Nsr₁ так же, как и для песчаников из пласта 1Nsr₁, оказалась сниженной относительно абсолютной примерно в 13,0–14,5 раз. Этот факт в совокупности с результатами исследований под микроскопом позволяет отнести песчаники пласта 2Nsr₁ ко 2-й классификационной категории пород-коллекторов. Однако требования к составу и свойствам твёрдой и жидкой фаз буровых растворов, предназначенных для вскрытия коллекторов пласта 2Nsr₁ вследствие того, что проницаемость песчаников из пласта 2Nsr₁ существенно ниже, чем из пласта 1Nsr₁, должны быть повышены.

Буровые растворы

В соответствии с условиями договора Заказчиком были предоставлены две рецептуры буровых растворов «СТАБДРИЛЛ» и «BioPro» для проведения экспериментальных исследований по априорной оценке их блокирующей способности на образцах керна из пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁.

Для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ были испытаны следующие рецептуры буровых растворов на водной основе:

- калий-хлор-полимерный буровой раствор стандартной рецептуры фирменного названия «СТАБДРИЛЛ»;
- хлоркалийевый биополимерный буровой раствор «BioPro» с улучшенными физико-химическими показателями по (межфазному натяжению и краевому углу смачивания);
- хлоркалийевый биополимерный буровой раствор «BioPro термо» с улучшенными физико-химическими показателями и повышенной термостойкостью.

Рецептуры и технологические свойства этих растворов приведены в таблицах 2–7.

Таблица 2 – Рецептúra калий-хлор-полимерного раствора «СТАБДРИЛЛ»

Наименование реагента	Единицы измерения	Значения приготовленного раствора
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	112,5
БурС	гр	10
Ксантановая смола	гр	2
УКМ 10-40	гр	37
УКМ 45-75	гр	23
Premisan L	гр	4
Premisan R	гр	2
Korel	гр	4
Бактерицид	см ³	1,5
Лубриойл	см ³	5
ХБН	см ³	25
Defomex	см ³	1,5

Таблица 3 – Технологические параметры калий-хлор-полимерного раствора «СТАБДРИЛЛ»

Показатели	Значения
Температура раствора, °С	20
Плотность на Halliburton Tru-Wate ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ1524/946, с	160
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Ф30, см ³	3,5
Толщина корки К, мм	0,5
Показатель концентрации ионов водорода рН	8,05
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	19
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	216
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA СНС10/10, дПа	72/96
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	41,5
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	1500
Показатель нелинейности n	0,36
Коэффициент консистенции К, Па · сn	3,46
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,2
Содержание смазки по реторте, %	4,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,42
Краевой угол смачивания θ , градус	85,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	20,9
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм Ктр	0,15
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома Кфр	0,21

Таблица 4 – Рецептатура хлоркалийевого биополимерного раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Наименование реагента	Единица измерения	Значения
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-1	гр	4
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см3	0,5
ФК-2000 Плюс А	см3	8
ХБН	см3	30
Defomex	см3	0,5

Таблица 5 – Технологические параметры хлоркалийевого биополимерного раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Показатели	Значения
Температура раствора, °С	20
Плотность на Halliburton Tru-Wate ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	46
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	3,5
Толщина корки К, мм	0,1
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,31
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, мПа · с	14
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	110,4
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	38/48
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	25,6
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, мПа · с	600
Показатель нелинейности n	0,43
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	1,29
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,3
Содержание смазки по реторте, %	2,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,38
Краевой угол смачивания θ , градус	104,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	12,6
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм К _{тр}	0,09
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома К _{фр}	0,29

Таблица 6 – Рецептура раствора «BioPro termo» (с термостойким биополимерным химреагентом АСГ-2 и ФК-2000 Плюс А)

Наименование реагента	Единица измерения	Значения по факту
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-2	гр	6
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	10
ХБН	см ³	35
Defomex	см ³	0,5

Таблица 7 – Технологические параметры раствора «BioPro termo» (с термостойким биополимерным химреагентом АСГ-2 и ФК-2000 Плюс А)

Показатели	Значения
Температура раствора, °С	20
Плотность на Halliburton Tru-Wate ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	162
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	3,3
Толщина корки К, мм	0,1
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,17
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	30
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	230,4
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	53/72
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	54
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	1300
Показатель нелинейности n	0,46
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	2,26
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,6
Содержание смазки по реторте, %	2,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,51
Краевой угол смачивания θ , градус	106,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	11,4
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм $K_{тр}$	0,08
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома $K_{фр}$	0,29

Для априорной оценки качества вскрытия пласта $2Nsr_1$ на Аганском месторождении с использованием низкопроницаемых натуральных кернов приготовлен стандартный калий-хлор-полимерный раствор «СТАБДРИЛЛ» (со смазочной добавкой Лубриойл) и улучшенный по физико-химическим показателям хлоркалийевый биополимерный буровой раствор «BioPro» со смазочной добавкой – ПАВ марки ФК-2000 Плюс А. Улучшение физико-химических параметров этого раствора производили по снижению величины межфазного натяжения (σ , мН/м) на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» и по увеличению величины краевого угла смачивания породы фильтратом (θ , градус).

Снижение величины σ производили для увеличения подвижности водной и углеводородной фаз в поровом пространстве коллектора за счёт уменьшения в 1,5–2,0 раза величины межфазного натяжения (прочности межфазных плёнок) на границах раздела «фильтрат бурового раствора – углеводород (нефть)».

Увеличение краевого угла смачивания до значений $\theta = 102–110$ градусов произведено для гидрофобизации внутрипоровых каналов терригенных пород коллектора с целью уменьшения сил адгезии и прочности адсорбционных плёнок на стенках пор путём введения полифункциональной смазочной добавки – поверхностно-активного вещества марки ФК-2000 Плюс А и органического ингибитора ХБН.

Рецептуры и технологические параметры стандартного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» и улучшенного по физико-химическим показателям «BioPro» приведены в таблицах 8–11.

Таблица 8 – Рецепт стандартного калий-хлор-полимерного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» для пласта $2Nsr_1$

Наименование реагента	Единицы измерения	Значения по проекту	Фактические значения
Вода	см ³	1000	1000
Сода каустическая / Caustic Soda	гр	0,6–0,9	0,6
Калий хлористый / Potassium Chloride	гр	75	75
Крахмальный реагент Filter Chek / Starch / БурС	гр	10–15	10
Ксантановая смола	гр	2	2
УКМ 10–40	гр	30–55,5	37
УКМ 45–75	гр	23–34,5	23
Premisan L	гр	4–6	4
Premisan R	гр	2–3	2
Korel	гр	4–6	4
Бактерицид / ИКВАК-А	см ³	1,0–1,5	1,0
Лубрикант Лубриойл	см ³	5,0–7,5	6
Органический ингибитор ХБН	см ³	25–37	37
Defomex / Пента 465	см ³	1,0–1,5	1,0

Таблица 9 – Технологические параметры «СТАБДРИЛЛ» (с Лубриойлом)

Показатели	Значения
1	2
Температура раствора, °С	20
Плотность на ВРП-1 ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	160
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	3,5

Окончание таблицы 9

1	2
Толщина корки К, мм	0,5
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,05
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	19
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	216
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	72/96
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	41,5
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	1500
Показатель нелинейности n	0,36
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	3,46
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,2
Содержание смазки по реторте, %	4,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,42
Краевой угол смачивания θ , градус	89,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	18,4
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм К _{тр}	0,09
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома К _{фр}	0,21

Таблица 10 – Рецептúra ингибирующего биополимерного бурового раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А) для пласта 2Nsr1

Наименование реагента	Единица измерения	Значения по проекту	Фактические значения
Вода	см ³	1000	1000
Сода каустическая	гр	0,6–0,9	0,6
Калий хлористый / Potassium Chloride	гр	75	75
Крахмальный реагент Filter Chek / Starch / БуpС	гр	10–20	20
Ксантановая смола	гр	2–6	4
УКМ 10–40	гр	30–55,5	35
УКМ 45–75	гр	23–34,5	25
Бактерицид / ИКВАК-А	см ³	1,0–1,5	1,0
Лубрикант – ПАВ марки ФК-2000 Плюс А	см ³	7,5–15	15
Органический ингибитор ХБН	см ³	25–37	35
Defomex/Пента 465	см ³	1,0–1,5	1,0

Таблица 11 – Технологические параметры ингибирующего биополимерного бурового раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А) для пласта 2Nsr1

Показатели	Значения
1	2
Температура раствора, °С	21
Плотность на ВРП-1 ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	38
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	2,5
Толщина корки К, мм	0,1

Окончание таблицы 11

1	2
Показатель концентрации ионов водорода pH	7,8
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	13
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	91,2
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA CHC _{10/10} , дПа	38/53
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	22,5
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	700
Показатель нелинейности n	0,49
Коэффициент консистенции K, Па · с ⁿ	0,76
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	2,0
Содержание смазки по реторте, %	1,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	1,28
Краевой угол смачивания θ , градус	110,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	13,32
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм K _{тр}	0,10
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома K _{фр}	0,17

Методика проведения экспериментов и анализ результатов

Проведены экспериментальные стендовые работы по оценке блокирующих свойств буровых растворов. Целью этих экспериментов являлось определение степени изменения маслопроницаемости натуральных образцов керна из песчаника пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ в результате взаимодействия их с компонентами испытываемых буровых растворов.

Оценивались возможные последствия этих взаимодействий на стадии вызова притока из пласта, то есть после очистки образцов от поражающих пласт агентов потоком пластового флюида. В опытах с буровым раствором оценивались последствия взаимодействия нефтенасыщенного коллектора с твёрдой фазой бурового раствора путём определения коэффициента восстановления проницаемости образца керна $\beta_{бр}$ применительно к пристеночному слою породы. Последствия взаимодействия коллектора с фильтратом оценивались коэффициентом $\beta_{фбр}$, характеризующим степень изменения его проницаемости в удалённой от стенки скважины зоне пласта.

Эксперименты проводились в условиях максимального приближения к геолого-физическим параметрам залегания пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁, которые включали последовательное выполнение следующих операций:

- упаковку образца керна в кернодержатель и создание всестороннего гидробужима образца;
- прогрев и термостатирование образца керна при температуре пласта (80°С);
- насыщение и промывку образца керна горячей пластовой водой в объёме не менее 20 его поровых объёмов;
- определение водопроницаемости образца керна;
- формирование остаточной водонасыщенности в опытном образце путём замещения пластовой воды в керне горячим трансформаторным маслом с последующей промывкой его маслом в объёме порядка 10 поровых объёмов при градиенте давления до 100 МПа/м;
- определение исходной маслопроницаемости образца керна, содержащего остаточную пластовую воду K_{мо};
- имитацию процесса вскрытия пласта путём воздействия на образец керна буровым раствором при $\Delta P = 3,0$ МПа или его фильтратом при скорости закачки $Q = 0,003$ см³/с;

- измерение скорости фильтрации v_{ϕ} (поступления фильтрата бурового раствора в пласт через фильтрационную корку и закольматированный слой породы);
- имитацию процесса вызова притока из пласта и очистки прискважинной и удалённой от стенки скважины зон пласта от загрязняющих коллектор агентов (до стабилизации фильтрации масла через образец керна);
- определение конечной маслопроницаемости керна K_{M1} ;
- расчёт коэффициентов восстановления проницаемости $\beta_{бр}$ и $\beta_{\phiбр}$;
- расчёт размеров (радиусов) зон обводнения ПЗП фильтратом бурового раствора R_{ϕ} для разной продолжительности действия репрессии на пласт при его вскрытии.

Результаты проведённого комплекса экспериментальных исследований блокирующей способности испытанных буровых растворов для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ приведены в таблице 12.

Дополнительные стендовые испытания по сравнительной оценке блокирующих свойств буровых растворов с улучшенными технологическими параметрами проводили на низкопроницаемых образцах керна из пласта 2Nsr₁₋₂. Результаты этих испытаний приведены в таблице 13.

Анализ экспериментальных данных показал, что для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ наименьшими поражающими нефтенасыщенный коллектор показателями обладают ингибирующие биополимерные буровые растворы «BioPro» и «BioPro termo», так как для них получены достаточно высокие значения $\beta_{бр} = 55,1-76,8 \%$ и $\beta_{\phiбр} = 61-72 \%$. Кроме этого, скорости обводнения в ПЗП фильтратом для раствора «СТАБДРИЛЛ» в 2,0–2,2 раза больше, чем для растворов «BioPro» и «BioPro termo».

Механизм очистки фильтрационных каналов в пористых образцах от твёрдой фазы при имитации вызова притока из пласта связан с размером пор на входном торце керна и силами адгезии твёрдых частиц к поверхности породы. Поэтому полученные значения $\beta_{бр}$ и полученные на идентичных образцах керна для обоих растворов достаточно высоки. Это обусловлено также высокими градиентами давления в закольматированном слое породы при вызове притока из пласта.

Что касается механизма очистки поровых каналов от фильтрата бурового раствора, то здесь картина более сложная и зависит от совместного действия многих факторов. Основными действующими факторами, препятствующими очистке заблокированных фильтратом каналов фильтрации, являются степень гидрофильности стенок пор, адсорбционная активность выстилающей поры глины, содержание в фильтрате коллоидных адсорбатов, возникновение капиллярных давлений на границах раздела «фильтрат – углеводород», обусловленное величиной межфазного натяжения. Кроме этого, очистка коллектора от фильтрата в условиях, имитирующих удалённую от стенки скважины зону его проникновения, затруднена из-за невысоких градиентов давления.

Таблица 12 – Результаты оценки блокирующих свойств буровых растворов и их фильтратов на кернах пласта 1Nsr₁

№№ n/n	№ керна	$K_{M0},$ мкм ²	Жидкость воздействия	$K_{M1},$ мкм ²	$\beta, \%$	$v_{\phi} \cdot 10^{-7},$ м/с
1	4–9	0,0266	фильтрат «СТАБДРИЛЛ»	0,0115	43,2	–
2	4–11	0,0328	буровой раствор «СТАБДРИЛЛ»	0,0204	62,3	4,48
3	4–13	0,0666	фильтрат «BioPro»	0,0406	61,0	–
4	4–14	0,0622	буровой раствор «BioPro»	0,0477	76,8	2,2
5	4–17	0,0628	фильтрат «BioPro termo»	0,0452	72,0	–
6	4–16	0,0629	буровой раствор «BioPro termo»	0,0346	55,1	2,0

Таблица 13 – Результаты оценки блокирующих свойств буровых растворов с улучшенными технологическими параметрами и их фильтратов на кернах пласта 2Nsr₁

№ п/п	№ керна	KM _{0,2} мкм ²	Жидкость воздействия	KM ₁ , мкм ²	β, %	v _ф · 10 ⁻⁷ , м/с
1	B-2	0,000419	фильтрат «СТАБДРИЛЛ»	0,000140	33,37	–
2	B-12	0,000595	буровой раствор «СТАБДРИЛЛ»	0,000517	86,9	6,2
3	B-3	0,000387	фильтрат «BioPro»	0,000343	88,7	–
4	B-11	0,000342	буровой раствор «BioPro»	0,000341	99,6	4,1

На основе определения динамики очистки образцов керна от фильтрата при имитации вызова притока и полученных результатов можно заключить, что фильтрат бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» оказывает более негативное влияние на восстановление проницаемости песчаника из пласта 1Nsr₁ ($\beta_{фбр} = 43,2 \%$), чем фильтрат растворов «BioPro» ($\beta_{фбр} = 61,0 \%$) и «BioPro termo» ($\beta = 72,0 \%$) из-за формирования на стенках поровых каналов более прочных неподвижных адсорбционных плёнок, не смываемых потоком углеводородов, а также вследствие более высокого значения величины межфазного натяжения.

Поэтому при постановке дополнительных экспериментов по оценке блокирующих свойств буровых растворов на образцах керна из пласта 2Nsr₁ были подготовлены буровые растворы «СТАБДРИЛЛ» стандартной рецептуры и «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками в части снижения величины межфазного натяжения и повышения гидрофобизирующих свойств фильтрата.

Результаты этих исследований позволили установить, что использование в рецептуре бурового раствора «BioPro» в качестве лубриканта смазочной добавки марки ФК-2000 Плюс А более эффективно, чем лубриканта Лубриойл как с позиции снижения поверхностного натяжения на границе «фильтрат – углеводород», так и по гидрофобизирующим глинизированную поверхность поровых каналов свойствам. Подтверждением этого положения является существенное отличие значений коэффициента восстановления проницаемости образцов керна из пласта 2Nsr₁, полученные для фильтрата раствора «BioPro» ($\beta_{фбр} = 88,7 \%$) и раствора «СТАБДРИЛЛ» ($\beta_{фбр} = 33,37 \%$). Влияние твёрдой фазы испытанных рецептур буровых растворов «BioPro» и «СТАБДРИЛЛ» так же, как и в основных опытах на кернах из пласта 1Nsr₁ менее существенно: $\beta_{бр} = 86,9 \%$ для раствора «СТАБДРИЛЛ» и $\beta_{бр} = 99,6 \%$ для раствора «BioPro».

Повышенные значения $\beta_{бр}$ для обоих растворов обусловлены более рыхлой структурой слоёв глинистого цемента на поверхности зёрен песчаника из пласта 2Nsr₁. Вследствие этого при имитации вызова притока из пласта при высоких скоростях движения флюидов через закольматированный слой породы происходит не только интенсивная очистка пор от внедрившейся в них твёрдой фазы буровых растворов, но и частичный эрозионный размыв фильтрационных каналов путём частичного смыва глинистого цемента с их стенок.

Для удалённой от стенки скважины зоны, обводнённой фильтратом бурового раствора, этого эффекта не наблюдается вследствие невысоких градиентов давления при движении пластового флюида. Поэтому значения $\beta_{фбр}$, полученные для улучшенной рецептуры бурового раствора «BioPro», отражают лишь улучшение технологических свойств ингибирующего биополимерного бурового раствора «BioPro» по физико-химическим показателям σ и θ .

Заключение об эксперименте

Полученные в результате экспериментов на натуральных кернах данные $\beta_{бр}$, $\beta_{фбр}$ и $v_{ф}$ позволили рассчитать радиусы зон проникновения фильтрата в ПЗП для различной продолжительности процесса вскрытия $R_{ф}$ и послужили исходными для дальнейшего расчёта показателей качества S и ОП, а также для составления заключений о качестве вскрытия пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ по принятым в разделе 1 критериям.

Ниже приводятся алгоритм расчёта показателей качества и полученные результаты расчёта, а также заключения о качестве вскрытия соответствующих пластов:

Алгоритм расчёта:

$$R_{\Phi} = R_c \cdot \sqrt{1 + \frac{2 \cdot v_{\Phi} \cdot T}{m \cdot R_c}};$$

$$S = \left(\frac{1}{\beta_{\text{бпр}}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{R_c + 1}{R_c} \right) + \left(\frac{1}{\beta_{\text{бпр}}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{R_{\Phi}}{R_c + 1} \right);$$

$$\text{ОП} = \left(1 + \frac{S}{2 \cdot \pi} \right)^{-1}.$$

где для пласта 1Nsr₁ R_c = 0,1 м (долото 215,9 мм); m = 0,15;
для пласта 2Nsr₁ R_c = 0,05 м (долото 95 мм); m = 0,12.

Таблица 14 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «СТАБДРИЛЛ»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтра R _ф , м	0,248	0,337	0,406	0,518	0,725	1,021
Скин-фактор S	0,662	0,910	1,061	1,256	1,527	1,802
Относительная продуктивность ОП	0,905	0,873	0,855	0,833	0,804	0,777
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»	0,8 < ОП < 0,9 «хорошее»			0,7 < ОП < 0,8 «удовлетворительное»	

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» применительно к условиям вскрытия пласта 1Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,777 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «удовлетворительное».

Таблица 15 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием биополимерного бурового раствора «BioPro»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтра R _ф , м	0,188	0,246	0,293	0,370	0,513	0,719
Скин-фактор S	0,290	0,462	0,574	0,723	0,932	1,147
Относительная продуктивность ОП	0,956	0,931	0,917	0,897	0,871	0,845
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»			0,8 < ОП < 0,9 «хорошее»		

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах биополимерного бурового раствора «BioPro» применительно к условиям вскрытия пласта 1Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,845 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее».

Таблица 16 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием биополимерного бурового раствора «BioPro termo»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтрата R _ф , м	0,182	0,237	0,281	0,354	0,500	0,686
Скин-фактор S	0,376	0,479	0,545	0,635	0,769	0,892
Относительная продуктивность ОП	0,943	0,929	0,920	0,908	0,891	0,876
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»				0,8 < ОП < 0,9 «хорошее»	

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах биополимерного бурового раствора «BioPro termo» применительно к условиям вскрытия пласта 1Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,876 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее».

Таблица 17 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием стандартного калий-хлор-полимерного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтрата R _ф , м	0,2171	0,3030	0,3694	0,4751	0,6700	0,9462
Скин-фактор S	1,8446	2,5089	2,9041	3,4060	4,0916	4,7798
Относительная продуктивность ОП	0,7730	0,7145	0,6838	0,6484	0,6055	0,5678
Критерии качества	0,7 < ОП < 0,8 «удовлетворительно»			ОП < 0,7 «неудовлетворительное»		

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах стандартного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» применительно к условиям вскрытия пласта 2Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,568 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «неудовлетворительное».

Показатель ОП = 0,773–0,714 соответствующий критерию «удовлетворительно» обеспечивается стандартным буровым раствором «СТАБДРИЛЛ» в течение репрессии на пласт 2Nsr₁ не более 2 суток.

Таблица 18 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием биополимерного бурового раствора «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтрата R _ф , м	0,1789	0,2481	0,3018	0,3874	0,5456	0,7700
Скин-фактор S	0,0899	0,1315	0,1565	0,1883	0,2319	0,2758
Относительная продуктивность ОП	0,9859	0,9795	0,9757	0,9709	0,9644	0,9579
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»					

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах биополимерного бурового раствора «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками применительно к условиям вскрытия пласта 2Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,958 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «очень хорошее».

Выводы

На основании проведенного комплекса экспериментальных исследований по оценке блокирующей способности буровых растворов «СТАБДРИЛЛ», «BioPro» и «BioPro termo» применительно к условиям вскрытия пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ установлено:

- для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» показатель качества ОП = 0,777 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «удовлетворительное»;
- для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «BioPro» показатель качества ОП = 0,845 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее»;
- для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «BioPro termo» показатель качества ОП = 0,876 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее»;
- для условий вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» показатель качества ОП = 0,568 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «неудовлетворительное». Показатель ОП = 0,773–0,714, соответствующий критерию «удовлетворительно», обеспечивается стандартным буровым раствором «СТАБДРИЛЛ» в течение репрессии на пласт 2Nsr₁ не более 2 суток;
- для условий вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием бурового раствора «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками показатель качества ОП = 0,958 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «очень хорошее».

Литература

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1998. – 344 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Современные составы буровых промывочных жидкостей / В.П. Овчинников [и др.] – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.

13. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : Первая типография, 2019. – Т. 1–4.
14. Андроников А.Р., Демихов В.И. Методика определения напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 42–43.
15. Ашрапов Т.Р. Эффективность применения гидравлического разрыва пласта на Аганском нефтяном месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Синтез науки и общества в решении глобальных проблем современности» (09 ноября 2017 года, г. Пермь) / в 4 частях. – Уфа : Агентство международных исследований, 2017. – Часть 3. – С. 14–17.
16. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
17. Гюльяхмедли Ю.Н., Мансуров А.С., Тиванков В.А. Анализ эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации на Аганском месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Проблемы современных интеграционных процессов и пути их решения» (18 ноября 2018 года, г. Волгоград). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 99–101.
18. Демихов В.И. Средства измерений показателей буровых и тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 8–10.
19. Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 84–85.
20. Живаева В.В., Мозговой Г.С., Ожерельев А.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 93–96.
21. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
24. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
25. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорошках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.
26. Мостовой В.А. Разработка эффективных рецептур буровых растворов на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 221–247.
27. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
28. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control of drilling processes of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1998. – 344 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and grouts for the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

8. Modern compositions of drilling flushing fluids / V.P. Ovchinnikov [et al.] – Tyumen : TyumSOGU, 2013. – 156 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / Popov V.V. [et al.] – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Ryabchenko V.I. Management of drilling mud properties. – M. : Publishing house «Nedra», 1990. – 230 c.
11. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Tretiak A.Y., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling flushing fluids: a training manual. – Novocherkassk : Lik, 2014. – 374 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : First Printing House, 2019. – Vol. 1–4.
14. Andronikov A.R., Demikhov V.I. Methodology of determining the electric breakdown voltage of emulsion drilling muds // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 42–43.
15. Ashrapov T.R. Effectiveness of Hydraulic Fracturing Application at Agansk Oil Field // Collection of articles based on the results of the International Scientific-Practical Conference «Synthesis of Science and Society in Solving Global Problems of Modernity» (November 09, 2017, Perm) / in 4 parts. – Ufa : Agency for International Research, 2017. – Part 3. – P. 14–17.
16. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model to determine the factors affecting the properties and technological parameters of the drilling mud // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
17. Gulahmedli Y.N., Mansurov A.S., Tivankov V.A. Analysis of the effectiveness of applied methods of oil recovery enhancement and intensification at Aganskoye field // Collection of articles based on the results of the International scientific-practical conference «Problems of modern integration processes and ways of their solutions» (18 November 2018, Volgo-grad). – Ufa : LLC «Agency for International Studies», 2018. – P. 99–101.
18. Demikhov V.I. Measuring Devices of Drilling and Plugging Mud Performance // Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea. – 2007. – № 3. – P. 8–10.
19. Demikhov V.I. Methodology for determining the electrical resistivity of drilling fluids // Bulatov Readings. – 2018. – VOL. 3. – P. 84–85.
20. Zhivaeva V.V., Mozgovoy G.S., Ozherelyev A.V. Comparative analysis of plugging compositions Izolight and hollow microspheres HGS-10000 with formulation selection // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 93–96.
21. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential sticking // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 97–103.
22. Makarova Y.A., Egorova A.S. Universal hydrocarbon-based solution for drilling horizontal wells // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 162–165.
23. Makarova Y.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for quality completion of wells // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 166–169.
24. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of packing formation // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 170–176.
25. Mojsa Y.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V. Comparison of drilling muds on different clay powders for drilling by HDD // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 181–186.
26. Mostovoy V.A. Development of effective formulations of drilling fluids for flushing the vertical oil production well with a depth of 2700 m in the Aganskoye field // Nauka. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 221–247.
27. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud to combat differential seizures // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 202–205.
28. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the construction of oil and gas wells. Certificate of State Registration of the Database № 2014620659. Application No. 2014620266. Date of receipt 12 March 2014. Date of state registration in the Register of databases May 08, 2014.

УДК 622.24.06

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРНОЙ СИСТЕМЫ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ «BIOPRO»
НА АГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE BIOPOLYMER SYSTEM
OF DRILLING MUD «BIOPRO» ON THE AGANSKOYE FIELD**

Демихов Владимир Иванович

доктор технических наук,
старший научный сотрудник,
директор ООО «КИП»
vdemihov@inbox.ru

Батыров Мухамед Измуудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Меринов Иван Андреевич

Аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
Ivanmerinov@bk.ru

Аннотация. Решение проблем качественного строительства нефтяных и газовых скважин является приоритетной задачей развития бурения скважин во всём мире. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения на разных месторождениях нашей страны. Уникальные реологические характеристики и высокие смазывающие способности бурового раствора «BioPro» позволяют добиваться высоких скоростей проходки при бурении скважин, а значит, и снижать время строительства скважин. Использование промывочной жидкости «BioPro» повышает качество выноса керна, сохраняет высокую степень информативности при геологических исследованиях скважины, снижает время контакта бурового раствора с породой, что наиболее уменьшает степень загрязнения пластов.

Ключевые слова: бурение бокового ствола и первичное вскрытие продуктивного пласта скважины; рекомендуемые параметры для бурения бокового ствола; рецептура биополимерного раствора «BioPro»; технологические параметры раствора «BioPro»; структурно-реологические и технологические параметры; ингибирующие и поверхностно-активные свойства.

Demikhov Vladimir Ivanovich

doctor of technical sciences,
senior researcher,
director of «KIP» LLC
vdemihov@inbox.ru

Batyrov Muhamed Izmuudinovich

Drilling fluid engineer, Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Merinov Ivan Andreevich

graduate student,
Kuban state technological university
Ivanmerinov@bk.ru

Annotation. Solving the problems of high-quality construction of oil and gas wells is a priority task for the development of well drilling all over the world. The biopolymer system of flushing fluid «BioPro» for the primary opening of productive horizons has shown its high efficiency in various fields of our country. The unique rheological characteristics and high lubricating properties of the «BioPro» drilling mud allow achieving high rates of penetration while drilling wells, which means reducing well construction time. The use of the «BioPro» drilling fluid improves the quality of coring, retains a high degree of information content during geological surveys of the well, reduces the contact time of the drilling fluid with the rock, which most reduces the degree of formation contamination.

Keywords: sidetrack drilling and primary opening of the productive formation of the well; recommended parameters for sidetracking; formulation of the biopolymer solution «BioPro»; technological parameters of the «BioPro» solution; structural-rheological and technological parameters; inhibiting and surfactant properties.

Биополимерная система «BioPro»

Решение проблем качественного строительства нефтяных и газовых скважин является приоритетной задачей развития бурения скважин во всём мире. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения на Левобережном, Чиканском, Ангаро-Ленском, Собинском, Ковыктинском, Южно-Ковыктинском и Берямбинском месторождениях.

Уникальные реологические характеристики и высокие смазывающие способности бурового раствора «BioPro» позволяют добиваться высоких скоростей проходки при бурении скважин, а значит, и снижать время строительства скважин. Использование промывочной жидкости «BioPro» повышает качество выноса керна, сохраняет высокую

степень информативности при геологических исследованиях скважины, снижает время контакта бурового раствора с породой, что наиболее уменьшает степень загрязнения пластов. Преимущества ингредиентов, применяемых в минерализованном буровом растворе «BioPro», например, солевой смазочной добавки ПАВ марки ФК-2000 Плюс и биополимерного химерагента АСГ (Ритизан, Ксантановая смола, Flo-Vis), состоят в том, что они обеспечивают:

- полное диспергирование в солесыщенных водных растворах, содержащих катионы одно- и поливалентных металлов: Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Al^{3+} , Mg^{2+} ;
- снижение межфазного натяжения фильтрата бурового раствора в продуктивных пластах для сохранения их естественной проницаемости;
- уникальный реологический профиль, гарантирующий максимальную очистку забоя и вынос шлама на поверхность;
- достижение максимального эффекта в составе ингибирующих и безглинистых буровых растворов;
- снижение коэффициента прихватоопасности и коэффициента трения в буровом растворе;
- снижение затрат для вызова притока нефти и газа;
- высокоэффективное органо-минеральное ингибирование глинистых минералов во всём интервале бурения;
- улучшенные фильтрационные и структурно-реологические параметры бурового раствора;
- повышение времени устойчивости ствола скважины в 1,8–2,0 раза;
- повышение эффективности транспорта шлама с 56 до 89 %;
- снижение осложнений (прихватов, осыпей, обвалов, проявлений) при бурении под эксплуатационную колонну 40–60 %;
- сокращение времени строительства скважины;
- снижение времени запуска и освоения скважины на 30–80 %;
- снижение репрессии на продуктивный пласт (снижение эквивалентной плотности раствора + шлама);
- снижение скин-эффекта до значений меньше +1,0 (фактически +0,3 ÷ +0,5);
- повышение показателя относительной продуктивности ОП до 0,87–0,94;
- повышение дебитов вскрываемых коллекторов по нефти в 1,5–2,5 раза.

Основной задачей при разработке раствора «BioPro» является сохранение продуктивных свойств нефтегазоносных горизонтов.

В таблице 1 представлена рецептура биополимерного бурового раствора «BioPro». В зависимости от геологических характеристик при бурении рецептура может быть изменена и приспособлена к конкретным условиям.

Таблица 1 – Рецептура раствора «BioPro»

Наименование реагента	Единица измерения	Количество
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-1	гр	4
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	8
ХБН	см ³	30
Defomex	см ³	0,5

В таблице 2 представлены технологические и физико-химические показатели биополимерной системы «BioPro».

Таблица 2 – Показатели биополимерной системы «BioPro»

Показатели	Значения
<i>Технические</i>	
Плотность ρ , г/см ³	1,04
Показатель фильтрации Φ_{30} , см ³	2
Условная вязкость $УВ^{700/500}$, с	30–33
Показатель рН	8–9
Коэффициент трения $K_{тр}$	
Содержание песка П, %	< 1
Содержание коллоидных МВТ $C_{колл}$, кг/м ³	< 10
<i>Структурно-реологические</i>	
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$, мПа · с	10–11
Эффективная вязкость при 600 об./мин. (ВВСС) $\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	18–21
Предельное динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа	90–110
Статическое напряжение сдвига СНС _{10/10} , дПа	25/35
Показатель нелинейности n	0,44–0,41
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	1,1–1,3
<i>Ингибирующие и поверхностно-активные</i>	
Показатель увлажняющей способности P_0 , %/час	0,8–1,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» σ , мН/м	8

Применение системы «BioPro»

Ниже представлен информационный отчёт о технологии бурения бокового ствола и первичного вскрытия продуктивного пласта скважины № 100 (2-й ствол) куст 12 Аганского месторождения. Работы по бурению наклонно-направленной скважины проводились в интервале 1566–1981 м. Для составления настоящего отчёта использованы суточные рапорта по буровому раствору, данные станции ГТИ, акт о применении и сервисном сопровождении биополимерного бурового раствора «BioPro».

Исходная информация:

- направление 324 мм – 22 м;
- кондуктор 245 мм – 498 м;
- эксплуатационная колонна 168 мм – 0–1870 м;
- эксплуатационная колонна 114 мм – 1870–2420 м;
- (I – 6,35 мм) «окно» 1959–1962 м;
- МСЦ: отсутствует;
- $P_{опр. \text{э/к}} = 120$ атм. – герметична;
- максимальный угол наклона – 31,45° на глубине 420 м;
- максимальная интенсивность – 2,3° в интервале 100–120 м;
- текущий забой – 1993 м;
- интервал перфорации – 1988,6–1992,6 м;
- глубина залегания пласта по вертикали – 1703,24 м;
- давление пластовое – 205 атм.

Таблица 3 – Объем скважины на интервале 1563–1980 м

Интервал, м	Глубина, м		Длина, м	Диаметр долота, м	Диаметр колонны вн., м	Коэффициент кавернозности	Объем, м ³
	от	до					
Эксплуатационная колонна, м	0	1563	1563		0,150	1,0	28
Открытый ствол, м	1563	1980	517	0,1397		1,1	10

Таблица 4 – Объем необходимого количества раствора на бурение интервала 1563-1980 м

Суммарный объем скважины в конце бурения, м ³	38
Рекомендуемый объем в емкостях, м ³	38
Суммарный объем раствора, м ³	76
Рекомендуемая плотность, кг/м ³	1040
Вероятные осложнения в процессе бурения (согласно ГТН)	нефтеводопроявления

Рекомендуемые параметры для бурения бокового ствола рассчитаны по методикам и компьютерным программам, разработанными в ООО «НПО «Химбурнефть», из конкретных горно-геологических условий скважины и направлены на безаварийную проводку и сохранение продуктивности пласта.

Таблица 5 – Рецепт хлоркалийевого биополимерного раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Наименование реагента	Единица измерения	Значения
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-1	гр	4
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	8
ХБН	см ³	30
Defomex	см ³	0,5

Таблица 6 – Технологические параметры раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Показатели	Интервал 1563-1940 м	Интервал 1940-1980 м
<i>Технические</i>		
Плотность* ρ, г/см ³	1,04	1,04
Показатель фильтрации Φ ₃₀ , см ³	2–3	2
Условная вязкость, УВ ^{700/500} , с	28–30	30–33
Показатель рН	8–9	8–9
Коэффициент трения К _{тр}	0,20	
Содержание песка П, %	< 1	
Содержание коллоидных МВТ С _{колл} , кг/м ³	< 10	
<i>Структурно-реологические</i>		
Пластическая вязкость η _{пл} , мПа · с	9–10	10–11
Эффективная вязкость при 600 об./мин. (ВВСС) η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	18–20	18–21
Предельное динамическое напряжение сдвига τ _о , дПа	80–110	90–110
Статическое напряжение сдвига СНС _{10/10} , дПа	20/30	25/35
Показатель нелинейности n	0,46–0,44	0,44–0,41
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	1,0–1,2	1,1–1,3
<i>Ингибирующие и поверхностно-активные свойства</i>		
Показатель увлажняющей способности П _о , %/час	0,8-1,0	
Межфазное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» σ, мН/м	8	

Таблица 7 – Описание системы очистки

I ступень	– <i>вибросито импортного производства Derrick-M58 – 2 шт.</i> На виброситах устанавливаются сеточные панели с размерностью ячеек в зависимости от глубины бурения: 0–720 м 14–38 меш. 700–1200 м 80–125 меш. 1200–1700 м 125–150 меш. 1700–1980 м 150–180 меш.
II ступень	– <i>пескоотделитель ГЦК-360М – 2 шт.</i> Пропускная способность пескоотделителя ГЦК-360М при давлении 0,25-0,3 МПа – 0,045 м ³ /с (162 м ³ /час). На гидроциклонах пескоотделителя ГЦК-360М устанавливаются насадки в зависимости от глубины бурения: 0–720 м 20 мм 700–1200 м 15 мм 1200–1700 м 15 мм 1700–1980 м 10 мм
III ступень	– <i>илоотделитель ИГ-45М – 2 шт.</i> Рабочее давление перед гидроциклонами илоотделителя ИГ-45М должно быть 0,3±0,05 МПа, а пропускная способность – 0,045 м ³ /с (162 м ³ /час). На илоотделителе ИГ-45М № 4/1, обвязанном с ёмкости ЦСГО, устанавливаются насадки: 0–720 м 20 мм 700–1200 м 15 мм 1200–1700 м 10 мм 1700–1980 м 10 мм
IV ступень	– <i>центрифуга Derrick – 1 шт.</i> Частота вращения барабана центрифуги в рабочем режиме от 1850 до 2400 об./мин., скорость вращения шнека 5–50 об./мин. Подача бурового раствора с горизонтального подающего насоса ЕН-1500 от 0,5 м ³ /час до 20 м ³ /час, оптимальная подача выбирается для каждого типа раствора индивидуально 4–8 м ³ /час. При плотности бурового раствора 1,10–1,12 г/см ³ снижение плотности на выходе 0,02–0,03 г/см ³ , при плотности бурового раствора 1,05–1,08 г/см ³ снижение плотности на выходе 0,005–0,01 г/см ³ . В процессе бурения в работе задействованы две центрифуги

Описание выполненных работ

25 сентября

Забой 1562,6 м.

0-00 до 5-15 часов вырезка окна с углублением в породе.

С 5-15 до 11-00 часов подъём инструмента.

С 11-00 до 13-40 часов закачка 20 м³ бурового раствора «BioPro» в ёмкость ЦСГО. Параметры привезённого бурового раствора приведены в таблице 5.

С 13-40 до 17-05 часов спуск инструмента для расширения «окна».

С 17-05 до 20-00 часов расширение «окна», бурение в интервале 1562,6–1566 м.

С 20-00 часов остановка в связи с поглощением технической воды с интенсивностью 1 м³ за 30 мин. Ревизия системы очистки.

Таблица 8 – Параметры бурового раствора «BioPro»

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	14-00
Забой, м	1562,6
Температура замера, °С	20
pH	7
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	6
ρ, г/см ³	1,10
СНС _{10/10} , дПа	30/40
τ ₀ , дПа	102
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	20,0
η _{пл} , мПа · с	10
n	0,41
K, Па · с ⁿ	1,15

26 сентября

Забой 1566 м.

Закачка 30 м³ бурового раствора «BioPro» в подпорную ёмкость и ЦСГО.

Для ликвидации поглощения приготовление и закачка ВУС (глинистая пачка) V = 5 м³.

С 21-00 до 23-00 подъём инструмента.

Очистка центрифугой раствора. Работа центрифуги 12 часов при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,10 г/см³, ρ_{вых} = 1,09 г/см³.

Таблица 9 – Параметры бурового раствора на момент перевода скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	22-00
Забой, м	1566
Температура замера, °С	20
рН	7
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	6
ρ, г/см ³	1,09
СНС _{10/10} , дПа	30/40
τ _о , дПа	102
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	20,0
η _{пл} , мПа · с	10
n	0,41
K, Па · с ⁿ	1,15

27 сентября

Забой 1566 м.

Обвязка циркуляционной системы на ЦСГО, подъём инструмента до 12-00 часов.

С 12-00 до 19-40 сборка и спуск КНБК.

С 19-40 до 20-40 часов ориентирование телесистемы.

С 20-40 часов бурение в интервале 1566–1573 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2-3 тонны, давление на насосе – 100–105 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Работа центрифуги 3-30 часов при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,08 г/см³, ρ_{вых} = 1,07 г/см³.

Потери бурового раствора при СПО составили 5 м³.

Таблица 10 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1566–1573 м

Структурно-реологические и технологические параметры		
Время замера	21-30	23-35
Забой, м	1567	1573
Температура замера, °С	15	15
рН	7	7
УВ ^{700/500} , с	29	29
Ф ₃₀ , см ³	7	7
ρ, г/см ³	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	20/30	20/30
τ _о , дПа	77	87
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	17,5	17,5
η _{пл} , мПа · с	10	9
n	0,49	0,43
K, Па · с ⁿ	0,62	0,92

28 сентября

Бурение до 4-00 часов в интервале 1573–1588 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2-3 тонны, давление на насосе – 100–105 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 4-00 до 23-00 часов ожидание привоза бурового раствора, химреагентов и материалов. Привезли 10 м³ БР «BioPro».

Разбавили объем бурового раствора по циркуляции 7 м³ технической воды с последующей дообработкой до необходимых параметров. Параметры бурового раствора приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры бурового раствора после разбавления 7 м³ технической воды

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	23-35
Забой, м	1588
Температура замера, °С	15
рН	7
УВ ^{700/500} , с	25
Ф ₃₀ , см ³	4
ρ, г/см ³	1,06
СНС _{10/10} , дПа	15/25
τ ₀ , дПа	56
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14,5
η _{пл} , мПа · с	9
n	0,54
K, Па · с ⁿ	0,36

Работа центрифуги 4 часа при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,08 г/см³, ρ_{вых} = 1,07 г/см³.

29 сентября

Бурение до 19-15 часов в интервале 1589–1648 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–3 тонны, давление на насосе – 100–105 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Подъем инструмента в связи со сменой долота.

Работа центрифуги 19 часов при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,08 г/см³, ρ_{вых} = 1,07 г/см³.

Для повышения структурно-реологических параметров с целью увеличения эффективности выноса шлама необходима обработка бурового раствора биополимерным химреагентом.

Таблица 12 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1589–1648 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	8-00	12-00	16-00	19-15
Забой, м	1612	1629	1644	1648
Температура замера, °С	20	20	20	20
рН	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	25	22	22	22
Ф ₃₀ , см ³	4	4	4	4
ρ, г/см ³	1,06	1,06	1,06	1,06
СНС _{10/10} , дПа	15/25	15/20	15/20	15/20
τ ₀ , дПа	56	51	51	51
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14,5	14	14	14
η _{пл} , мПа · с	9	9	9	9
n	0,54	0,56	0,56	0,56
K, Па · с ⁿ	0,36	0,3	0,3	0,3

30 сентября

Бурение с 12-25 часов в интервале 1648–1684 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–7 тонн, давление на насосе – 104–107 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Работа центрифуги 11 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = $4,3$ м³/час, $\rho_{вх} = 1,07$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,05$ г/см³.

Таблица 13 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1648–1684 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	13-00	16-00	20-00	23-50
Забой, м	1650	1655	1660	1884
Температура замера, °С	20	20	20	20
pH	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	22	22	23	23
Ф ₃₀ , см ³	4	4	5	5
ρ , г/см ³	1,06	1,06	1,07	1,07
СНС _{10/10} , дПа	15/20	15/20	15/20	15/20
τ_0 , дПа	51	51	51	51
$\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	14	14	14	14
$\eta_{пл}$, мПа · с	9	9	9	9
n	0,56	0,56	0,56	0,56
K, Па · с ⁿ	0,3	0,3	0,3	0,3

По приведённому гидравлическому расчёту имеющиеся структурно-реологические параметры бурового раствора для выноса шлама удовлетворительные.

Таблица 14 – Транспорт шлама

Интервал бурения	Начало, 1650 м	Конец, 1740 м
Механическая скорость бурения, м/ч	5,00	5,00
Напряжение сдвига на границе с частицей, Па	4,11	4,11
Скорость сдвига на границе частицы для ламинарного режима, 1/с	69,96	69,96
Скорость оседания шлама, м/с	0,212	0,222
Минимальная скорость потока в затрубном, м/с	0,717	0,717
Максимальная скорость потока в затрубном, м/с	1,459	1,459
Минимальная скорость транспорта шлама, м/с	0,504	0,504
Эффективность транспорта шлама, %	50,35	50,35
Концентрация частиц, %	0,34	0,34
Потери давления в затрубном, атм.	5,65	5,91
Эквивалентная циркуляционная плотность, кг/м ³	1113,01	1113,55
Эквивалентная плотность + шлам, кг/м ³	1117,38	1117,93

Таблица 15 – Гидродинамические показатели

Интервал бурения	Начало, 1650 м	Конец, 1740 м
Минимальная скорость в затрубном, м/с	0,72	0,72
Показатели степенного закона		
– для внутритрубного пространства		
n	0,56	0,56
k	2,97	2,97
– для затрубного пространства		
n	0,40	0,40
k	7,97	7,97
Минимальное число Re в затрубье	1047,96	1047,96
Максимальное число Re в затрубье	2338,50	2338,50
Критическая скорость, м/с	1,36	1,36
Критический расход, л/с	17,07	17,07

1 октября

С 00-30 до 1-30 часов в связи с затяжкой бурового инструмента на 10–12 тонн была промывка для очистки ствола скважины.

Бурение до 14-35 часов в интервале 1684–1733 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–7 тонн, давление на насосе – 105–110 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 14-35 подъем в связи со сменой КНБК.

Работа центрифуги 14 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = 4,3 м³/час, $\rho_{вх} = 1,07$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,05$ г/см³.

Таблица 16 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1684–1733 м

Структурно-реологические и технологические параметры		
Время замера	8-00	12-00
Забой, м	1703	1733
Температура замера, °С	20	20
рН	7	7
УВ ^{700/500} , с	22	22
Φ ₃₀ , см ³	4	4
ρ, г/см ³	1,07	1,07
СНС _{10/10} , дПа	15/20	15/20
τ ₀ , дПа	51	51
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14	14
η _{пл} , мПа · с	9	9
n	0,56	0,56
K, Па · с ⁿ	0,3	0,3

2 октября

Бурение с 8-00 часов в интервале 1733–1783 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–5 тонн, давление на насосе – 120–130 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Работа центрифуги 12 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = 4,3 м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

Потери бурового раствора при СПО составили 5 м³.

Для приведения структурно-реологических свойств согласно «Индивидуальной программы» обработали БР Ксантановой смолой в количестве 50 кг по циклу. Для дополнительного ингибирования глинистых отложений обработали БР органическим ингибитором ХБН по циклу в количестве 600 л.

Таблица 17 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1733–1783 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	8-00	12-00	18-00	23-35
Забой, м	1735	1748	1761	1783
Температура замера, °С	20	20	20	20
рН	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	22	35	35	34
Φ ₃₀ , см ³	5	5	5	5
ρ, г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	15/20	30/40	30/40	30/40
τ ₀ , дПа	51	102	102	102
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14	20	20	20
η _{пл} , мПа · с	9	10	10	10
n	0,56	0,41	0,41	0,41
K, Па · с ⁿ	0,3	1,15	1,15	1,15

3 октября

Бурение до 12-15 часов в интервале 1783–1812 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 4–6 тонн, давление на насосе – 110–130 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 12-15 часов подъём инструмента в связи со сменой долота.

Работа центрифуги 12 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = $4,3$ м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

Таблица 18 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1783–1812 м

Структурно-реологические и технологические параметры		
Время замера	8-00	12-00
Забой, м	1808	1812
Температура замера, °С	20	20
pH	7	7
УВ ^{700/500} , с	34	34
Φ ₃₀ , см ³	5	5
ρ, г/см ³	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	30/40	30/40
τ ₀ , дПа	102	97
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	20	19,5
η _{пл} , мПа · с	10	10
n	0,41	0,43
K, Па · с ⁿ	1,15	1,03

4 октября

Бурение с 8-30 часов в интервале 1812–1833 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 4–6 тонн, давление на насосе – 120–125 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Потери бурового раствора при СПО составили 4 м³.

Работа центрифуги 14-00 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = $4,3$ м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

С 22-40 часов промывка на забое для приготовления бурового раствора. Приготовлено 20 м³ бурового раствора.

Таблица 19 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1812–1833 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	9-00	12-00	16-00	20-00
Забой, м	1812	1817	1823	1833
Температура замера, °С	20	20	20	20
pH	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	33	33	33	33
Φ ₃₀ , см ³	5	5	5	5
ρ, г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	30/40	30/40	30/40	30/40
τ ₀ , дПа	97	97	97	97
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	19,5	19,5	19,5	19,5
η _{пл} , мПа · с	10	10	10	10
n	0,43	0,43	0,43	0,43
K, Па · с ⁿ	1,03	1,03	1,03	1,03

5 октября

Бурение до 18-25 часов в интервале 1833–1896 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 12–16 тонн, давление на насосе – 75–80 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 18-25 часов промывка на забое, подъем инструмента в связи со сменой долота.

Работа центрифуги 3 часа при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = $4,3$ м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

После 3-х часов работы центрифуги, центрифуга не работала по причине механических неисправностей.

Потери бурового раствора составили 1 м³.

Для предотвращения затяжек ввели 600 л ФК-2000 Плюс А.

Таблица 20 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1833–1896 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	9-00	12-00	16-00	18-25
Забой, м	1864	1880	1890	1896
Температура замера, °С	20	20	20	20
рН	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	40	40	40	40
Ф ₃₀ , см ³	4	4	4	4
ρ , г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	40/50	40/50	40/50	40/50
τ_0 , дПа	133	133	133	133
$\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	25	25	25	25
$\eta_{пл}$, мПа · с	12	12	12	12
n	0,4	0,4	0,4	0,4
K, Па · с ⁿ	1,65	1,65	1,65	1,65

6 октября

Бурение с 16-00 часов в интервале 1896–1915 м. Режимы бурения были следующие: Нагрузка на долото – 2–6 тонн, давление на насосе – 90–130 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Потери бурового раствора при СПО составили 4 м³.

Для предотвращения затяжек ввели 400 л смазочной добавки ФК-2000 Плюс А по циклу. Для ингибирования глин ввели органический ингибитор ХБН – 400 л.

Центрифуга не работает.

Таблица 21 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1896–1915 м

Структурно-реологические и технологические параметры			
Время замера	17-00	20-00	23-50
Забой, м	1900	1910	1915
Температура замера, °С	20	20	20
рН	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	39	39	40
Ф ₃₀ , см ³	4	4	4
ρ , г/см ³	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	35/50	35/50	35/50
τ_0 , дПа	133	133	133
$\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	24,0	24,0	24,0
$\eta_{пл}$, мПа · с	11	11	11
n	0,38	0,38	0,38
K, Па · с ⁿ	1,82	1,82	1,82

7 октября

Бурение до 17-00 часов в интервале 1915–1943 м. Режимы бурения были следующие: Нагрузка на долото – 2–11 тонн, давление на насосе – 90–120 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

За 30 м до кровли продуктивного пласта начато доведение бурового раствора до соответствия необходимым параметрам. Буровой раствор дополнительно обработан биополимерным химреагентом.

С 19-00 часов бурение в интервале 1943–1969 м.

Центрифуга не работает.

Таблица 22 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1915–1969 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	8-00	12-00	16-00	23-50
Забой, м	1930	1936	1943	1969
Температура замера, °С	20	20	20	20
pH	7	7	7	8
УВ ^{700/500} , с	39	39	37	33
Φ ₃₀ , см ³	4	4	3	2
ρ, г/см ³	1,08	1,08	1,07	1,04
СНС _{10/10} , дПа	40/50	35/40	35/40	25/35
τ _о , дПа	133	133	133	106
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	24	24	24	24
η _{пл} , мПа · с	11	11	11	11
n	0,38	0,38	0,38	0,38
K, Па · с ⁿ	1,82	1,82	1,82	1,27

8 октября

Бурение до 9-00 часов в интервале 1969–1972 м. Режимы бурения были следующие: Нагрузка на долото – 2–11 тонн, давление на насосе – 90–120 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 9-00 до 16-00 промывка открытого ствола скважины в течение 3-х циклов с целью выравнивания параметров бурового раствора и очистки ствола скважины от шлама.

С 16-00 до 19-00 часов вскрытие продуктивного пласта. Бурение в интервале 1972-1981 м.

С 19-00 промывка на забое в течение 3-х циклов.

Центрифуга не работает.

Таблица 23 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1969–1981 м

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
pH	8
УВ ^{700/500} , с	32
Φ ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ _о , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

9 октября

До 9 часов подъём инструмента.
 С 9-00 до 17-00 геофизические исследования.
 С 17-00 до 19-00 подготовка обсадных труб.
 С 19-00 до 19-40 промывка скважины.
 С 19-40 до 02-00 спуск обсадной колонны.
 С 02-00 цементирование обсадной колонны.
 Центрифуга не работает.

Таблица 24 – Параметры бурового раствора при промывке скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
рН	8
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ ₀ , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

10 октября

Забой 1981 м.
 До 18-00 ОЗЦ.
 С 18-00 до 23-00 геофизические исследования.
 С 23-00 пластовые испытания. Репрессия на пласт 60 атм. при пластовом давлении 120 атм.
 Центрифуга не работает.

Таблица 25 – Параметры бурового раствора при промывке открытого участка скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
рН	8
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ ₀ , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

11 октября

Забой 1981 м.
 С 08-00 до 08-30 промывка скважины.
 Опрессовка колонны давлением (с учётом расчётного давления по МИД).
 С 09-00 спуск в скважину торцевого фреза 1Ф-80 (долото У80 РС) + трубы бурильные с прорезями на замках П63,5×4,5 Н 4,7 ГОСТ Р 51245-99 – 648 м + СБТ.
 Центрифуга не работает.

Таблица 26 – Параметры бурового раствора при промывке открытого участка скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
pH	8
УВ ^{700/500} , с	32
Φ ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ _о , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

Изменение технологических параметров биополимерного бурового раствора «BioPro» за время бурения второго ствола на скважине № 100 куста 12 Аганского месторождения в интервале 1566–1981 м приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Изменение технологических параметров в интервале 1566–1981 м

Забой, м	pH	УВ ^{700/500} , с	Φ ₃₀ , см ³	ρ, г/см ³	СНС _{10/10} , дПа	τ _о , дПа	η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	η _{пл} , мПа · с	n	K, Па · с ⁿ
1567	7	29	7	1,08	20/30	77	17,5	10	0,49	0,62
1573	7	29	7	1,08	20/30	87	17,5	9	0,43	0,92
1588	7	25	4	1,06	15/25	56	14,5	9	0,54	0,36
1612	7	25	4	1,06	15/25	56	14,5	9	0,54	0,36
1629	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1644	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1648	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1650	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1655	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1660	7	23	5	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1884	7	23	5	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1703	7	22	4	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1733	7	22	4	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1735	7	22	5	1,08	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1748	7	35	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1761	7	35	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1783	7	34	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1808	7	34	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1812	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1817	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1823	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1833	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1864	7	40	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1880	7	40	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1890	7	39	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1896	7	40	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1900	7	39	4	1,08	35/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1910	7	40	4	1,08	35/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1915	7	40	4	1,08	40/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1930	7	39	4	1,08	40/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1941	8	35	3	1,07	25/35	122	25,0	11	0,37	1,37
1963	8	35	2	1,04	25/35	107	25,0	11	0,37	1,25
1969	8	35	2	1,04	25/35	107	25,0	11	0,37	1,25
1981	8	35	2	1,04	25/35	107	25,0	11	0,37	1,25

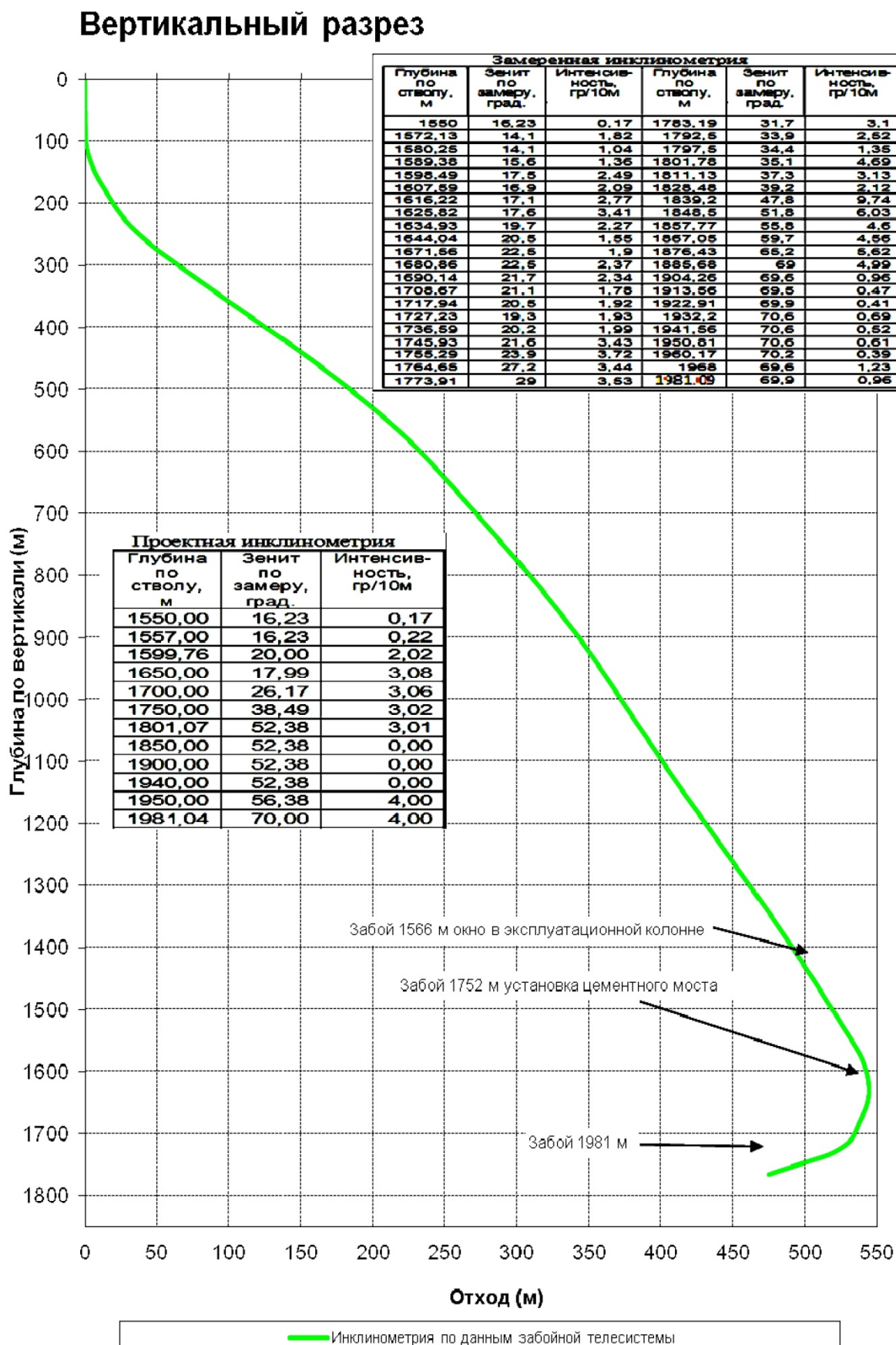


Рисунок 1 – Разрез скважины № 100 куста 12 Аганского месторождения

Литература

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1998. – 344 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Современные составы буровых промывочных жидкостей / В.П. Овчинников [и др.] – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : Первая типография, 2019. – Т. 1–4.
14. Андроников А.Р., Демихов В.И. Методика определения напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 42–43.
15. Ашрапов Т.Р. Эффективность применения гидравлического разрыва пласта на Аганском нефтяном месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Синтез науки и общества в решении глобальных проблем современности» (09 ноября 2017 года, г. Пермь) / в 4 частях. – Уфа : Агентство международных исследований, 2017. – Часть 3. – С. 14–17.
16. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
17. Гюльяхмедли Ю.Н., Мансуров А.С., Тиванков В.А. Анализ эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации на Аганском месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Проблемы современных интеграционных процессов и пути их решения» (18 ноября 2018 года, г. Волгоград). – Уфа : Агентство международных исследований, 2018. – С. 99–101.
18. Демихов В.И. Средства измерений показателей буровых и тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 8–10.
19. Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 84–85.
20. Живаева В.В., Мозговой Г.С., Ожерельев А.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 93–96.
21. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
24. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
25. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопопорошках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.

26. Мостовой В.А. Разработка эффективных рецептур буровых растворов на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 221–247.
27. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
28. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control of drilling processes of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1998. – 344 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and grouting solutions for the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshops in the discipline «Oil and Gas Wells Completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Modern compositions of drilling flushing fluids / V.P. Ovchinnikov [et al.] – Tyumen : TyumSOGU, 2013. – 156 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Ryabchenko V.I. Management of drilling mud properties. – M. : Publishing house «Nedra», 1990. – 230 p.
11. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling liquids: manual. – Novocheerkassk : Lik, 2014. – 374 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : First Printing House, 2019. – Vol. 1–4.
14. Andronikov A.R., Demikhov V.I. Technique of determining the voltage of electrical breakdown of emulsion drilling fluids // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 42–43.
15. Ashrapov T.R. Effectiveness of hydraulic fracturing application on Agansk oil field // Collection of articles based on the results of the International scientific-practical conference «Synthesis of science and society in solving the global problems of modernity» (November 09, 2017, Perm) / in 4 parts. – Ufa : Agency for International Research, 2017. – Part 3. – P. 14–17.
16. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model to determine the factors affecting the properties and technological parameters of the drilling mud // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
17. Gulakhmedli Y.N., Mansurov A.S., Tivankov V.A. Analysis of the effectiveness of applied methods of oil recovery enhancement and intensification in the Agansk field // Collection of articles based on the results of the International Scientific-Practical Conference «Problems of modern integration processes and ways of their solutions» (November 18, 2018, Volgograd). – Ufa : Agency for International Studies, 2018. – P. 99–101.
18. Demikhov V.I. Means of measuring indicators of drilling and cement slurries // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 3. – P. 8–10.
19. Demikhov V.I. Methodology for determining the specific electrical resistance of drilling fluids // Bulatov readings. – 2018. – VOL. 3. – P. 84–85.
20. Zhivaeva V.V., Mozgovoy G.S., Ozherelyev A.V. Comparative analysis of Izolight plugging compositions and HGS-10000 hollow microspheres with formulation selection // Bulatovkie readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 93–96.
21. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential sticking // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 97–103.
22. Makarova Y.A., Egorova A.S. Universal hydrocarbon-based mud for drilling horizontal wells // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 162–165.

23. Makarova Y.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for quality completion of wells // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 166–169.
24. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of packing formation // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 170–176.
25. Moisa Y.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V. Comparison of drilling muds on different clay powders for HDD drilling // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 181–186.
26. Mostovoy V.A. Development of effective formulations of drilling fluids for flushing the vertical oil production well with a depth of 2700 m in the Aganskoye field // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 221–247.
27. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for fighting differential seizures // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 202–205.
28. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the construction of oil and gas wells. Certificate of State Registration of the Database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of admission 12 March 2014. Date of state registration in the Register of databases May 08, 2014.

УДК 624.131.1 + 622.276.63

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН
НА СРЕДНЕ-МАКАРИХИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL INFORMATION
FOR THE DESIGN OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT
OF WELLS ON THE SREDNE-MAKARIKHINSKOYE OIL FIELD**

Зябышев Александр Константинович

студент,
направления подготовки Нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
zyabyshev.aleksandr@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
и подземной гидромеханики
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Обеспечение высокой эффективности работ требует знание методики воздействия на призабойную зону скважины, пластовых условий и механизмов процессов, происходящих в пласте при воздействии на него различными методами. В статье приведена геолого-промысловая характеристика месторождения (геологическое строение месторождения и залежей, характеристика продуктивных коллекторов) и анализ состояния разработки месторождения. Коллекторы залежей нефти Средне-Макарихинского месторождения представлены низкопроницаемыми известняками. В процессе бурения и цементирования скважин создаются микротрещины, которые засоряются привнесёнными частицами, и проницаемость призабойной зоны ухудшается. Эффективным методом увеличения дебитов скважин являются обработки призабойной зоны различными кислотными составами. В этой связи в скважинах успешно применяют химические обработки призабойной зоны с целью увеличения производительности добывающих и приёмности нагнетательных скважин.

Ключевые слова: общие сведения о месторождении; геологическое строение месторождения и залежей; характеристика продуктивных коллекторов; анализ состояния разработки месторождения; характеристика проектных документов; динамика технологических показателей разработки; динамика фонда скважин.

Zyabyshev Alexander Konstantinovich
Student,

Training Direction Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
zyabyshev.aleksandr@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. Ensuring high efficiency of work requires knowledge of the methodology for influencing the bottomhole zone of the well, reservoir conditions and the mechanisms of processes occurring in the reservoir when exposed to it by various methods. The article presents the geological and commercial characteristics of the field (geological structure of the field and deposits, characteristics of productive reservoirs) and analysis of the state of field development. The oil reservoirs of the Sredne-Makarikhinskoye field are represented by low-permeability limestones. In the process of drilling and cementing wells, microcracks are created, which are clogged with the introduced particles, and the permeability of the bottomhole zone deteriorates. An effective method for increasing well production rates is the treatment of the bottomhole zone with various acid compositions. In this regard, chemical treatments of the bottomhole zone are successfully applied in wells in order to increase the productivity of production and injectivity of injection wells.

Keywords: general information about the deposit; geological structure of the deposit and deposits; characteristics of productive reservoirs; analysis of the state of field development; characteristics of project documents; dynamics of technological development indicators; well stock dynamics.

О **бщие сведения о месторождении**

Средне-Макарихинское нефтяное месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми в 90 км к северо-востоку от г. Усинска. Здесь базируются нефтедобывающие предприятия, ведущие разработку Усинского и Возейского нефтяных месторождений, связанных магистральным нефте-

проводом Усинск – Ухта – Ярославль. В 32 км к юго-западу от Средне-Макарихинского находится Баганское нефтяное месторождение, связанное нефтепроводом с головными сооружениями г. Усинска.

Средне-Макарихинское месторождение расположено в восточной части Печорской низменности. В орографическом отношении этот район представляет собой слабоволнообразную, пологоволнистую равнину с чередованием пологих валообразных возвышенностей, ориентированных в северо-восточном и северо-западном направлениях с абсолютными отметками от 57 до 160 м над уровнем моря. Основной водной артерией района является река Уса – крупнейший приток р. Печоры. В пределах территории месторождения протекает река Большая Макариха – правобережный приток р. Усы с многочисленными водотоками.

Климат района определяется близостью Арктики, влиянием воздушных атлантических масс, равнинным характером местности и характеризуется умеренно суровой зимой, прохладным летом, очень малыми величинами испарения и избыточным увлажнением.

Территория Средне-Макарихинского месторождения входит в зону крайнесеверной тайги, площадь на 50 % покрыта мелким еловым и березово-еловым лесом.

Геологическое строение месторождения и залежей

В геологическом строении Средне-Макарихинского месторождения принимают участие осадочные образования палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп, залегающие со стратиграфическим несогласием на породах вендкембрийского фундамента, представленного диабазовыми порфирами.

Палеозойская группа представлена ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской системами.

Отложения ордовикской системы вскрыты в объеме верхнего, среднего и нижнего отделов. Отложения нижнего ордовика представлены переслаиванием красноцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Породы среднего ордовика, согласно залегающие на нижнеордовикских, представлены доломитами серыми и зеленовато-серыми, мелкозернистыми, глинистыми и алевролитистыми. Толщина пласта – 90 м. Верхнеордовикские отложения толщиной пласта 330-367 м снизу вверх расчленяются на доломитовую, сульфатно-доломитовую и терригенно-сульфатно-доломитовую толщи. К отложениям доломитовой толщи приурочена залежь нефти. Доломитовую толщу слагают серо-коричневые и коричневатые трещинно-поровые вторичные доломиты. Доломиты мелко-среднезернистые, с реликтовой органогенной структурой, толщина пласта меняется от 75 до 153 м.

Породы сульфатно-доломитовой толщи плотные, крепкие, темно-серые и серые, мелко-среднезернистые. Толщина пласта от 98 до 127 м.

В объеме терригенно-сульфатно-доломитовой толщи преобладают доломиты почти черные, тонкозернистые, битуминозные, участками переходящие в доломитовый мергель. Толщина пласта изменяется от 95 до 109 м.

Силурийская система представлена нижним отделом в объеме нерасчлененных ландоверийского и венлокского ярусов, сложенных карбонатными породами. Вдоль длинной оси структуры толщина пласта силурийских отложений изменяется от 878 (скважина № 13) до 1116 м (скважина № 15). В результате корреляции в мощной силурийской толще с большой долей условности выделено 6 пачек, пронумерованных снизу вверх от S1-I до S1-VI. К пачкам S1-V и S1-VI приурочена залежь нефти.

Пачки от S1-I до S1-IV представлены доломитами серыми и коричневатосерыми, крепкими, битуминозными, сульфатизированными, трещиноватыми.

Отложения пачки S1-V сложены доломитами коричневыми и серо-коричневыми, в различной степени нефтенасыщенными, вторичными, разнозернистыми, с реликтово-органогенной структурой, трещинно-порово-кавернозными и трещинно-поровыми. Поры образованы в результате перекристаллизации и выщелачивания.

Пачка S1-VI сложена известняками водорослевыми, нефтенасыщенными, неравномерно доломитизированными и перекристаллизованными, слабо алевролитистыми.

В верхней части пачки отмечаются тонкие прослои красноцветных аргиллитов. Девонская система представлена осадками верхнего отдела, которые трансгрессивно залегают на размытой поверхности нижнесилурийских образований. В объеме верхнедевонских отложений выделены франский и фаменский ярусы.

Франский ярус расчленяется на ниже- и верхнефранский подъярусы. Нижнефранский подъярус представлен нерасчленёнными отложениями кыновского и саргаевского горизонтов и полным разрезом семилукского горизонта.

Нерасчленённые кыновский и саргаевский горизонты представлены толщей глинисто-карбонатных пород. Глины шоколадно-коричневые, известковистые и алевролитистые, с прослоями серого мелкозернистого известняка, с примазками битума. Толщина пласта от 13 до 47 м.

Отложения семилукского горизонта сложены известняками серыми, тёмно-серыми, коричневатыми, иногда до чёрных, мелко-тонкозернистыми, плотными, крепкими, массивными, толщина пласта которых изменяется от 16 до 48 м.

Разрез верхнефранского подъяруса слагают известняки с прослоями аргиллитов. Известняки светло-серые, слоистые, разнозернистые. Аргиллиты зеленовато- и тёмно-серые, переходящие участками в мергель тёмно-серый. Толщина пласта подъяруса изменяется от 22 до 67 м.

Фаменский ярус представлен отложениями нижнефаменского подъяруса толщиной пласта 504–754 м. Разрез слагается карбонатно-глинистыми породами. Известняки серые и тёмно-серые, тонкозернистые, прослоями глинистые, плотные. Аргиллиты тёмно-серые, тонкослоистые, известковистые.

Каменноугольная система представлена нижним, средним и верхним отделами. Отложения нижнего карбона, с размытом залегающие на нижнефаменских, выделены в объеме окского надгоризонта визейского яруса, нерасчленённых тарусского + стешевского горизонтов и протвинского горизонта серпуховского яруса. Окский надгоризонт сложен известняками светло-серыми с коричневатым оттенком, мелко-тонкозернистыми, органогенно-детритовыми, плотными, крепкими. В нижней части прослеживается пачка глин толщиной пласта до 20 м. Средняя толщина пласта окских отложений составляет 160 м.

Нерасчленённые отложения тарусского + стешевского горизонтов чётко выделяются на электрокаротажных диаграммах высокими значениями кажущихся сопротивлений и представлены сульфатно-доломитовыми породами. Преобладают ангидриты коричневатые, желтоватые, голубовато-серые, однородные, крепкие. В основании разреза четко прослеживается пачка переслаивающихся доломитов, мергелей и глин. Толщина пласта колеблется от 129 до 175 м. Протвинский горизонт слагают плотные коричневые и светло-палевые известняки преимущественно органогенно-обломочного строения. Толщина пласта – 41–70 м.

В составе среднего карбона выделяются отложения башкирского и московского ярусов.

Отложения башкирского яруса представлены известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми, водорослевыми, плотными, с редкими прослоями глин. Толщина пласта – 22–58 м.

Отложения московского яруса представлены известняками серыми, органогенно-детритовыми, крепкими, массивными. Толщина пласта изменяется от 54 до 96 м.

Отложения верхнего карбона согласно залегают на известняках московского яруса. В подошве доминируют светло-серые и серые детритовые известняки. Участками известняк кавернозный, пропитан нефтью. Выше залегают светло-серые и коричневые, пористые, нефтенасыщенные детритово-биоморфные и биоморфные известняки. В кровле преобладают светло-серые, серые и палевые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, пористые и трещиноватые известняки, насыщенные густой нефтью. К этим отложениям приурочена залежь нефти. Толщина пласта отложений колеблется от 45 до 68 м.

Пермская система представлена отложениями нижнего и верхнего отделов.

Нижнепермские отложения представлены нерасчленёнными ассельско-сакмарским и кунгурским ярусами.

Ассельско-сакмарский ярус сложен тёмно- и светло-серыми мелкозернистыми, органогенно-детритовыми, детритовыми, биоморфными известняками. Выше появляются прослой смешанных глинисто-карбонатных пород, сильно глинистых известняков и аргиллитов. Толщина пласта изменяется от 15 до 52 м.

Отложения кунгурского яруса залегают на размытой поверхности пород ассельско-сакмарского ярусов и представлены переслаиванием серых глинистых алевролитов и серых алевролитистых глин, и редко песчаников. Толщина пласта – 25–53 м.

Верхнепермские отложения представлены ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов. Песчаники зеленовато-серые, полимиктовые, глинистые. Алевролиты полимиктовые, серые и красно-коричневые. Глины красновато-коричневые, аргиллитоподобные, в верхней части переходящие в углистый аргиллит. В верхней части разреза выявлено большое количество угольных пластов и углистых аргиллитов с линзами витринита. Толщина пласта отложений верхней перми колеблется от 705 до 845 м.

Мезозойская группа представлена триасовой, юрской и меловой системами.

В составе триасовой системы выделяются отложения чаркобожской свиты нижнетриасового возраста, шапкинской серии ниже-среднетриасового возрастов и нарьянмарской свиты верхнего триаса.

Нижняя граница отложений чаркобожской свиты проводится по исчезновению тёмно-серых аргиллитов с включениями углистого материала и появлению разнозернистых песчаников с галькой и окатышами глин, с большим содержанием минералов группы эпидот-цоизита. В подошве свиты залегают песчаники (базальный пласт), толщина пласта около 20 м, серые и зеленовато-серые, полимиктовые, глинистые, конгломератовидные. Выше свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, глин. Песчаники зеленовато- и буровато-серые, мелко-среднезернистые. Алевролиты серые с зеленоватым оттенком и красно-коричневые, слоистые, слюдистые. Глины красновато-коричневые, неравномерно алевролитистые.

Верхняя часть разреза чаркобожской свиты сложена монотонной толщей песчаников зеленовато- и буровато-серых, полимиктовых, иногда со скоплениями магнетита и ильменита, мелкозернистых с редкими прослойками красно-коричневой глины. Толщина пласта отложений свиты от 532 до 624 м.

В составе шапкинской серии выделяются красноцветные отложения харалейской свиты нижнего триаса и пестроцветные отложения ангуранской свиты средне-триасового возраста.

В нижней части харалейской свиты преобладают песчаники кирпично-красные, зеленовато-серые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые. В верхней части – глины коричнево-красные, неравномерно алевролитистые. Толщина пласта меняется от 31 до 72 м.

Ангуранская свита сложена пестроцветными глинами, уплотнёнными, алевролитистыми с подчинёнными прослоями песчаников полимиктовых, мелкозернистых. Толщина пласта от 0 до 136 м.

Верхнетриасовые отложения в составе нарьянмарской свиты на месторождении выделены в разрезах двух скважин №№ 11 и 18. Представлены базальной пачкой песчаников серых с зеленоватым оттенком, полимиктовых, мелко- и среднезернистых. Толщина пласта – 27–29 м.

Юрская система представлена отложениями всех трёх отделов. Нерасчленённые нижний + средний отделы слагают пески и песчаники светло-серые до белых, мелко- и среднезернистые, слабоглинистые, с тонкими прослоями углистых глин. Толщина пласта варьирует от 75 до 136 м.

Морские фаунистически охарактеризованные отложения верхней юры представлены породами всех ярусов (келловейский, оксфордский + кимериджский, волжский). Келловейский ярус слагают глины светло-серые, слюдистые, переходящие в алевролит. Выше залегают толща зеленовато-серых песчано-глинистых пород оксфордского + кимериджского ярусов. Завершают разрез верхней юры алевролиты светло-серые и серые, глинистые, переходящие в глину алевролитистую, слюдистую волжского яруса. Толщина пласта отложений верхней юры колеблется от 97 до 127 м. Меловая система представлена нерасчленёнными нижнемеловыми отложениями – смешанными глинисто-алевролитопесчаными породами серыми, тёмно-серыми с зеленоватым оттенком. В кровле преобладают чёрные, глинистые, слюдистые алевролиты. Толщина пласта нижнемеловых отложений – 88–117 м.

Отложения четвертичной системы с размывом ложатся на нижнемеловые и представлены тёмно-серыми с зеленоватым оттенком и серыми суглинками, содержащими гальку и гравий различных пород. Встречаются прослои супесей, глин и песка. Толщина пласта – до 142 м.

В тектоническом отношении Средне-Макарихинское месторождение приурочено к Макарихинскому поднятию, входящему в Макарихинско-Салюкинскую зону линейных поднятий, осложняющих юго-восточную часть Хорейверской впадины.

Макарихинская структура развивалась унаследовано. По фундаменту она выражена валлообразным поднятием, которое нашло отражение и в осадочном чехле. По сейсмическим данным на западном крыле поднятия отмечена протяжённая зона потери корреляции, отождествляемая с тектоническим нарушением типа «сброс» амплитудой 200–300 м, прослеживающимся с севера на юг и затухающим в верхнедевонско-нижнекаменноугольной части разреза. Это древнее нарушение послужило зоной разгрузки тектонических напряжений в мезозойское время и контролировало распространение надвиговых дислокаций. Дугообразные в плане надвиговые дислокации осложняют силурийско-верхнепермские отложения и постепенно затухают вверх по разрезу. В верхнепермских отложениях они прослеживаются фрагментарно.

В пределах Макарихинского поднятия по данным сейсморазведки и глубокого бурения выделяются осложняющие его локальные структуры: Северо-Макарихинская, Средне-Макарихинская, Западно-Макарихинская и Мукеркская. Северо- и Средне-Макарихинская структуры по всем отражающим горизонтам объединяются единым цоколем. Западно-Макарихинское поднятие располагается в 3,5 км к западу от Северо-Макарихинского, отделяясь от него тектоническим нарушением, секущем западное крыло Северо- и Средне-Макарихинских поднятий. Мукеркская куполовидная структура является юго-восточным осложнением южной периклинали Средне-Макарихинской структуры, от которой отделяется неглубокой седловиной. Приуроченность нефтяных скоплений в ордовикских, нижнесилурийских и верхнекаменноугольных отложениях к тектоническим элементам, контролируемым структурными построениями по отражающим горизонтам V (O), III_d (D₃ dm) и I_s (P₁ as+s) и характеризующимся взаимосвязанными условиями тектонического развития и формирования залежей углеводородов, позволяет рассматривать Северо- и Средне-Макарихинские структуры как элементы, осложняющие единую линейную Средне-Макарихинскую складку. В этом плане Средне-Макарихинское нефтяное месторождение представляется единым природным резервуаром, приуроченным к одноимённой структуре.

По отражающему горизонту V (O), прослеживающемуся вблизи кровли ордовикских отложений, Средне-Макарихинская структура представляет собой пологое антиклинальное поднятие субмеридионального простирания, осложнённое тремя куполами. Полностью структура очерчивается изогипсой минус 3950 м. Длина в пределах этой изогипсы составляет 31 км, ширина 4,0 км, высота изменяется от 50 м на юге до 180 м на севере, в среднем – 110 м.

По отражающему горизонту IV (S_{IV}), прослеживающемуся вблизи подошвы нижнесилурийских отложений, структурный план повторяет общие черты морфологии поверхности контакта с нижележащими ордовикскими отложениями и характер сочленения отдельных блоков складки.

По отражающему горизонту III_d (D₃ dm) структура представляет собой узкую надвиговую линейную антиклинальную складку, осложнённую по западному крылу дугообразно изогнутыми к западу надвигами. Надвигами складка разбивается на два купола (Средне- и Северо-Макарихинский), которые по сводам осложняются ещё более мелкими локальными (по два на каждом). Простирание складки субмеридиональное, сводовая часть узкая, западное крыло пологое (угол падения 4°) до плоскости надвига, восточное более крутое (8–9°). Размеры структуры в контуре изогипсы минус 3050 м составляют 22,5×3,0 км, амплитуда 400 м. По отражающему горизонту I_s (P₁ as+s) складка наследует морфологию структурного плана горизонта III_d (D₃ dm). Тектонические нарушения имеют тенденцию к затуханию. Структура замыкается изогипсой минус 1950 м, в контуре которой имеет амплитуду около 385 м, длину – 41,2 км, ширину – 2,7–3,8 км.

В разрезе Средне-Макарихинского месторождения, этаж нефтеносности которого составляет 2500 м, выявлены и разведаны три залежи нефти: залежь в доломитовой толще верхнего ордовика, залежь в карбонатных нижнесилурийских отложениях и залежь в известняках верхнего карбона.

Верхнеордовикская залежь

Залежь нефти приурочена к доломитовой толще верхнеордовикского возраста. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 4230 м. Залежь является неполнопластовой, сводовой, тектонически экранированной. Западное крыло срезано тектоническим нарушением типа сброса, амплитуда которого в северной части составляет 30-40 м. Строение залежи показано на структурной карте кровли проницаемых карбонатов и геологическом разрезе.

Притоки нефти получены в пяти скважинах (№№ 8, 12, 13, 14 и 21), приток минерализованной воды – в скважине № 22 из интервала 4354–4407 м. Уровень подсчёта принят на отметке минус 4136 м по нижним дырам интервала перфорации в скважине № 21, откуда получен фонтанный приток нефти.

Размеры залежи в пределах контура подсчёта запасов составляют 20,2×3,7 – 2,5 км, высота – 113 м.

Нижнесилурийская залежь

Залежь нефти приурочена к карбонатным отложениям пачек S₁-V и S₁-VI нижнесилурийского возраста. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 3125 м. Залежь массивная, сводовая, тектонически экранированная, подстилается подошвенной водой. Западное крыло осложнено двумя дугообразными, выпуклыми к западу, надвигами. Южная периклиналь структуры срезана надвигом в районе скважин №№ 251 и 1. Плоскости надвигов наклонены с запада на восток, угол наклона – 30–40° в северной части и 20–25° – в южной. Амплитуда надвига в северной части – 200–250 м, в южной – около 400 м.

Коллекторами являются доломиты и известняки в различной степени доломитизированные со сложной структурой пустотного пространства, в котором принимают участие поры, каверны и трещины в различном сочетании.

В контуре нефтеносности залежи находятся скважины №№ 7-11, 13-15, 20, 21 и 31. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора по скважинам колеблется от минус 3012,7 (скважина № 21) до минус 3058 м (скважина № 13). Самая высокая отметка кровли водонасыщенного коллектора встречена в скважине № 22 – минус 3023,3 м. Данные ГИС подтверждены опробованием. Средняя отметка ВНК нижнесилурийской залежи определена по 7 скважинам №№ 7, 8, 11, 13, 15, 31 и 22 и составила минус 3032 м. В скважинах №№ 9 и 21 выявлена большая бесконтактная зона, в скважинах №№ 10 и 11 – некачественное опробование.

Залежь имеет следующие размеры: длина – 27,1 км, ширина – 1,2-3,2 км, высота – 211 м.

При корреляции нижнесилурийских отложений, принимая во внимание большую высоту залежи, в продуктивной части разреза были выделены 4 пачки, проиндексированные снизу вверх «а», «b», «с», «d».

Пачка «d» имеет неравномерное распространение по площади, так как подвергалась размыву, и в скважине № 20 отсутствует полностью. Из 12 скважин, вскрывших отложения нижнего силура, коллекторы пачек «d» и «с» отсутствуют в 5 скважинах. Отсутствие коллекторов пачек «d» и «с» отмечено на северной периклинали структуры в скважинах №№ 11 и 7, на южной периклинали в скважине № 22, а также в скважинах №№ 10 и 20. Скопления нефти, приуроченные к трём верхним пачкам («b», «с», «d»), можно считать пластовыми, залежь в пачке «а» – неполнопластовой.

Таким образом, в пределах месторождения наблюдаются две зоны развития проницаемых карбонатов пачек «d» и «с»: в северо-центральной части месторождения (район скважин №№ 14, 8, 31, 13, 9 и 21) и в районе скважины № 15. В северо-центральной части месторождения все скважины, вскрывшие коллектора пачки «d», находятся в нефтяной зоне, однако из-за прогиба образуется достаточно обширная водонефтяная зона, составляющая 25 % от площади нефтеносности пачки «d».

По отложениям пачки «с» прогиб углубляется. В связи с этим в скважинах №№ 13 и 9 она обводнена, и имеют место два участка распространения нефтенасыщенных коллекторов: в районе скважин №№ 14, 8 и 31 и в районе скважины № 21. На долю водонефтяной зоны здесь приходится 11 % площади. Карбонатные отложения пачек «d» и «с» в скважине № 15 нефтенасыщены.

Коллектора пачки «b» имеют повсеместное распространение, однако ещё более углубившимся прогибом делятся на два участка нефтеносности. На северном участке в нефтяной зоне находятся скважины №№ 11 и 7, на её долю приходится лишь 25 % площади, на южном – нефтяная зона более обширна до 70 %. В целом по пачке «b» на водонефтяную зону приходится 44 %.

Проницаемые отложения пачки «a» приурочены к наиболее высоким в гипсометрическом отношении участкам. На северной периклинали это район скважин №№ 11 и 7, на юге – район скважин №№ 10, 20 и 15. Скопления нефти, приуроченные к пачке «a», на всей площади подстилаются водой.

Пачки «d», «c», «b» и «a» являются единой гидродинамической системой, так как толщины разделов между ними на отдельных участках не превышают 2-3 м, и уровни водонефтяных контактов близки.

Верхнекаменноугольная залежь

Залежь вскрыта структурно-поисковой скважиной № 251. При опробовании этой скважины через фильтр в интервале глубин 1697–1742 м был получен приток тяжёлой нефти дебитом 11 тонн/сут. Уровень подсчёта принят по подошве последнего нефтенасыщенного прослоя в этой скважине на отметке минус 1635 м.

Залежь в верхнекаменноугольных отложениях массивная, сводовая, имеет размеры 2,5×1,6 км, высоту – 48 м.

Характеристика продуктивных коллекторов

Верхнеордовикская залежь

В строении продуктивной толщи верхнеордовикских отложений принимают участие серо-коричневые и коричневато-серые трещинно-поровые вторичные доломиты. Доломиты мелко-среднезернистые с реликтовой органогенной структурой. Коллекторами являются нефтенасыщенные трещинные доломиты, где основной ёмкостью служат трещины и приуроченные к ним выщелоченные поры и иногда каверны размерами до 3 мм. Трещины, кроме ёмкости, служат путями создания единой фильтрационной среды. Открытые трещины, в основном, горизонтальные, иногда секут породу, часто приурочены к стилолитам. Системы трещин с примазками жёлтого битума соединяют частично залеченные доломитом и реже ангидритом поры. Объёмная плотность трещин меняется по разрезу от 8 до 134 ед./м, их ширина по шлифам 0,01–0,025 мм. Пористость открытых трещин (по шлифам) равна 0,01–1,9 %, проницаемость до 0,0083 мкм².

Общая толщина продуктивного разреза (от кровли доломитовой толщи до уровня подсчёта) изменяется от 29 (скважина № 21) до 112,8 м (скважина № 12), составляя в среднем 75,4 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинам колеблются от 22,0 до 48,2 м, средняя их величина по 4 скважинам равна 35,4 м.

Средневзвешенное по эффективной толщине значение общей пористости (по НГК) составило по скважине № 12 – 3,8 %, по скважине № 13 – 4,2 %, по скважине № 14 – 3,5 %. Средняя общая пористость по трём скважинам составила 3,8 %. Блоковая пористость определена по 54 образцам керна и составила 0,98–1,0 %. Эффективная пористость, определённая по формуле $K_{\Pi}^{\text{эф}} = K_{\Pi}^{\text{НГК}} - K_{\Pi}^{\text{кern}}$, составила 2,8 %. В подсчёт запасов принята величина коэффициента пористости 0,028.

Проницаемость по керну по скважинам варьирует от 0,0025 до 0,004 мкм². По гидродинамическим исследованиям в скважине № 12 проницаемость после проведения СКВ и трёх СКО увеличилась с 0,0002 до 0,0013 мкм². В продуктивных разрезах скважин отмечено до 28 нефтенасыщенных прослоев. Коэффициент расчленённости по залежи составил 18,2, коэффициент гранулярности – 0,52.

Покрышкой для залежи служат плотные сульфатно-доломитовые породы муркерской свиты верхнего ордовика средней толщиной 107 м.

Нижнесилурийская залежь

Нижнесилурийскую залежь слагают породы двух пачек – известняки с переслаиванием доломитов и доломиты. По геологическим условиям верхняя пачка известняков имеет неравномерное распространение по площади и разрезу, так как подвергалась размыву. Коллектора верхней пачки представлены коричневато-серыми сгустково-комковатыми известняками с примазками тёмной загустевшей нефти по частым различно ориентированным трещинам и кавернам. Отмечаются прослои вторичного доломита интенсивно трещиноватого. Спорадически доломит пористо-кавернозный за счёт неравномерного выщелачивания.

Породы доломитовой пачки сложены, в основном, вторичными диа-эпигенетическими доломитами. В продуктивном разрезе присутствуют два типа коллекторов. Коллекторы трещинно-каверново-порового типа представлены довольно однотипными вторичными доломитами, отличающимися друг от друга лишь реликтивными текстурными особенностями. Для всех них характерен буровато-серый или бурый цвет, среднеплитчатая реже тонко-крупноплитчатая отдельность, обусловленная наличием горизонтальных стилолитов и открытых микротрещин, интенсивное, но неравномерное нефтенасыщение, связанное со структурными особенностями пород. Фильтрация в коллекторах этого типа осуществляется по порам и кавернам, в меньшей мере она обусловлена наличием открытых микротрещин. Пористость коллекторов достигает 14,31 %, газопроницаемость 0,500 мкм² и более. Среди трещинно-каверново-поровых коллекторов отмечаются редкие прослои коллекторов каверново-порово-трещинного типа толщиной пласта до 0,8 м, представленные в основном доломитами вторичными, эпидиагенетическими, иногда седиментационными. Породы имеют серый, буровато-серый, тёмно-бурый (при наличии битума) цвет, тонко-среднеплитчатую отдельность, обусловленную горизонтальными стилолитами и трещинами. Нефтенасыщение неравномерное, связанное с системой открытых трещин и связанных с ним пустот, реже с матрицей пород.

Фильтрация флюидов осуществляется в основном по системе открытых трещин и в меньшей мере по межзерновым каналам. По данным анализа керн пористость таких коллекторов достигает 6,4 %.

Как правило, оба типа коллекторов в значительной степени перемежаются в разрезе с постепенными переходами между ними. Для связи между пластами, обладающими значительной поровой и каверновой ёмкостью, большое значение имеют стилолитовые образования и трещиноватость.

Стилолиты имеют тектоническое происхождение, ориентировку, в основном, горизонтальную, согласную со слоистостью. Ширина стилолитов от 0,02 до 2 мм. Часто к стилолитам приурочены открытые трещины, повторяющие их очертания.

Трещины по своему генезису, в основном, тектонические, значительно реже встречаются эпигенетические трещинки, связанные с процессами доломитизации – перекристаллизации. В отличие от тектонических трещин, имеющих значительную протяжённость, пересекающих отдельные зёрна и форменные образования и способных группироваться в системы, эпигенетические трещинки прерывистые, извилистой, ветвящейся формы. Они огибают отдельные зёрна и форменные элементы и затухают в пределах отдельных слойков. Средняя ширина их значительно меньше, чем у тектонических трещин, и достигает 5 мкм.

Трещины часто служат соединительными каналами между различными видами пустот, по характеру заполнения делятся на минеральные и открытые. Минеральные трещины расположены в породе параллельно и под углом к слоистости. Характер распространения трещин и минеральный состав, их заполняющий, позволяет выделить несколько видов. По характеру распространения выделяются горизонтальные и хаотически расположенные трещины, по минеральному заполнению – на доломитовые, кальцитово-доломитовые, сульфато-доломитовые, сульфатные и битумные.

Открытые микротрещины – самые молодые по времени заложения. В шлифах фиксируются 3 системы открытых трещин: горизонтальные, вертикальные и наклонные, по керну – 7 систем. Наклонные и вертикальные трещины секут или упираются в гори-

зонтальные. Последние имеют в изучаемых породах наибольшее распространение и значимость. Микротрещины, чаще протяжённые, реже прерывистые, имеют слабо извилистую, реже прямолинейную форму, изредка кулисообразное и ступенчатое расположение, неровные стенки, пережимы и раздутя. Раскрытость их от 8 до 16 мкм, по видимому, имеют тектоническое происхождение. Помимо них встречаются короткие слабо раскрытые (до 5 мкм) открытые трещины ветвящейся и ступенькообразной формы, огибающие отдельные зёрна и приуроченные к одному литологическому слою, т.е. эпигенетические трещины, служащие в большинстве случаев соединительными каналами между порами эпигенетической доломитизации и образованным по ним пустотам выщелачивания. В таблице 1 приводится количественное соотношение открытых трещин в коллекторах различного типа:

Таблица 1 – Количественное соотношение открытых трещин в коллекторах

Тип коллектора	Плотность открытых трещин, 1/м			Трещинная проницаемость, 10^{-3} мкм ²			Трещинная пористость, %			Пористость по шлифам, %		
	от	до	ср.	от	до	ср.	от	до	ср.	от	до	ср.
Трещинно-каверново-поровый	0	39	38	0	5,2	1,3	0	0,08	0,026	5,0	15,0	8,3
Каверново-порово-трещинный	19	166	76	0,83	9,3	3,8	0,01	0,16	0,062	1,0	7,0	3,6

С целью сравнения прямых и косвенных определений остаточной водонасыщенности нижнесилурийских коллекторов была проведена ртутная порометрия по 21 образцу из скважины № 31.

Полученные значения остаточной воды хорошо согласуются с уже определёнными прямым методом результатами. Условно все образцы, исследованные по ртутной порометрии, разделены на 4 группы:

- I – с проницаемостью от 0,1 до 1,5 мкм²;
- II – 1,5 до 10 мкм²;
- III – 10 до 100 мкм²;
- IV – 100 мкм².

Анализ показал, что при средней пористости в I группе 4,7 % и проницаемости 0,75 мкм² содержание остаточной воды составляет (по ртути) 27 %, т.е. даже коллектора с такой пористостью могут проводить нефть. В таблице 2 представлены характеристики коллекторов месторождения.

Таблица 2 – Характеристика коллекторов

Группа коллекторов	Средняя пористость, %	Средняя проницаемость, 10–3 мкм ²	Средняя остаточная водонасыщенность, %	Число определений
I	4,7	0,75	27,0	7
II	6,7	4,5	12,8	7
III	10,0	45,7	10,2	4
IV	11,5	280,0	5,2	3

Проведёнными исследованиями проницаемости по нефти в пластовых условиях установлено, что проницаемость по нефти наступает при газопроницаемости $\geq 0,001$ мкм², хотя в одном случае отмечена проницаемость по нефти 0,0001 мкм² при газопроницаемости 0,0003 мкм².

Из зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности следует, что критическая величина водонасыщенности, при которой нефть в коллекторе уже не продвигается, составляет 38 %.

По результатам обработки 198 представительных образцов пористость меняется от 0,048 до 0,190 при среднем значении 0,085. Средняя проницаемость по 135 образцам составила 0,0752 мкм². Большинство образцов керн (71,8 %) имеют проницаемость от 0,001 до 0,050 мкм². Средняя общая толщина продуктивных отложений нижнего силура составляет 87,1 м при изменении по площади от 10,0 до 190,8 м. Значения нефтенасыщенных толщин варьируют от 0 на контуре до 47,2 м в скважине № 8. В продуктивной части нижнесилурийских отложений прослеживается от 3 до 23 проницаемых прослоев толщиной 0,6–17,3 м. Толщина разделяющих их пород от 0,6 до 26,6 м. Отношение нефтенасыщенной толщины к общей толщине продуктивного разреза меняется от 0,16 до 0,62, составляя в среднем 0,35. Толщина плотного прослоя между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами варьирует от 2,0 до 39,4 м в скважине № 9.

В семи скважинах, вскрывших коллекторы пачки «d», общая толщина пачки изменяется от 0 до 70 м, составляя в среднем 37,6 м. Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,8 до 23,8 м при среднем значении 11,2 м. Соответственно им изменяется и число проницаемых прослоев от 2 до 11, толщины которых находятся в пределах 0,6–13,0 м. Коэффициент гранулярности равен 0,41, коэффициент расчленённости – 5,3. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,092, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,886. Из пачки «d» отобрано 10 представительных образцов керн в трёх скважинах. Средняя пористость составляет 0,088, средняя проницаемость – 0,130 мкм².

Плотным разделом толщиной от 2 до 52 м пачка «с» отделена от пачки «d». Средняя общая толщина пачки «с» составляет 40,5 м, средняя нефтенасыщенная толщина равняется 14,7 м, изменяясь по скважинам от 3,8 до 29,7 м. Толщина отдельных проницаемых прослоев достигает 9,2 м (скважина № 14), количество прослоев – от 3 до 7. Коэффициент гранулярности равен 0,45, коэффициент расчленённости – 5,2. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,091, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,887, т.е. практически такие же, как в пачке «d». Пачка «с» наиболее освещена керном, из неё отобрано 169 представительных образцов, из которых 167 образцов из скважины № 31. Средняя пористость составляет 0,083. Средняя проницаемость по 114 образцам – 0,0775 мкм².

Коллекторы пачки «b» плотным разделом 2–70 м отделены от вышележащей пачки «с». Средняя общая толщина пачки в пределах контура нефтеносности составляет 66,7 м, средняя нефтенасыщенная толщина – 13,2 м, изменяясь по скважинам от 2,0 до 35,4 м. Количество прослоев варьирует от 2 до 12, толщина их – от 0,6 до 1,0 м (скважина № 21). Коэффициент гранулярности равен 0,40, коэффициент расчленённости – 6,5. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,085, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,884. Из пачки «b» отобрано 16 представительных образцов керн в трёх скважинах, из них 13 образцов из скважины № 31. Средняя пористость составляет 0,103, средняя проницаемость – 0,0248 мкм².

Толщина непроницаемого раздела между пачками «b» и «a» от 3 до 37 м. В контуре продуктивности пачки «a» находятся 5 скважин, нефтенасыщенные толщины, в которых изменяются от 2,2 до 14,8 м (8,1 м в среднем). Число прослоев по отдельным скважинам варьирует от 1 до 7, толщина их от 0,6 до 8,4 м (скважина № 10). Коэффициент гранулярности равен 0,59, коэффициент расчленённости – 3,6. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,106, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,89. Из пачки «a» отобрано лишь 3 представительных образца керн в двух скважинах. Средняя пористость составляет 0,102, средняя проницаемость – 0,086 мкм².

Верхнекаменноугольная залежь

Разрез залежи представлен переслаиванием плотных и проницаемых биоморфно-детритовых известняков. Тип коллектора – каверново-поровый.

Комплекс ГИС (ПС, КВ, БКЗ), проведённый в скважине № 251, явно недостаточен для определения емкостных характеристик коллектора, поэтому при подсчёте запасов принято значение пористости по 36 представительным образцам керна, равное 0,16, без учёта каверновой составляющей. Средняя проницаемость по керну составляет 0,0805 мкм². Нефтенасыщенность, определённая по кривой сопоставления открытой и эффективной пористости для однотипных коллекторов ряда месторождений Тимано-Печорской провинции, составила 0,85. Нефтенасыщенная толщина в скважине № 251 равна 25 м. Коэффициент гранулярности по ней составляет 0,52. В разрезе скважины № 251 присутствуют 9 проницаемых прослоев толщиной от 0,5 до 5,2 м.

Покрышкой служат глинисто-карбонатные породы нижнепермского возраста (P₁ as+s и P₁ к) толщиной пласта от 49 до 71 м.

Характеристика проектных документов

Средне-Макарихинского месторождения

Средне-Макарихинское нефтяное месторождение введено в эксплуатацию в 1999 году в соответствии с проектом пробной эксплуатации, в котором предусмотрены следующие принципиальные основные положения:

- 1) основной объект пробной эксплуатации – нижнесилурийская залежь;
- 2) для проведения пробной эксплуатации нижнесилурийской залежи использовать пять скважин №№ 7, 9, 15, 25 и 31;
- 3) проведение работ по интенсификации притока в скважине № 12, пробуренной на верхнеордовикскую нефтяную залежь;
- 4) бурение эксплуатационных скважин в период пробной эксплуатации не производить.

Динамика технологических показателей разработки

Добыча нефти за 2019 год составила 56,45 тыс. тонн. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,48 % от утверждённых и 0,49 % от учтённых запасов. Обводнённость продукции по действующему фонду скважин составила 13,1 %. Динамика показателей разработки приведена в таблице 3 и на рисунке 1.

Таблица 3 – Динамика основных показателей разработки

Показатели	2017	2018	2019
Годовая добыча нефти, тыс. тонн	87,38	71,30	56,45
Годовая добыча жидкости, тыс. тонн	87,58	77,58	64,97
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	119,4	190,7	247,2
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	119,6	197,2	262,2
Годовая закачка рабочего агента, тыс. м ³			
Накопленная закачка рабочего агента, тыс. м ³			
Обводнённость, %	0,2	8,1	13,1
Дебит нефти, тонн/сут.	74,1	38,2	39
Дебит жидкости, тонн/сут.	74,2	41,6	44,9
Действующий фонд добывающих скважин, скв.	4	5	4

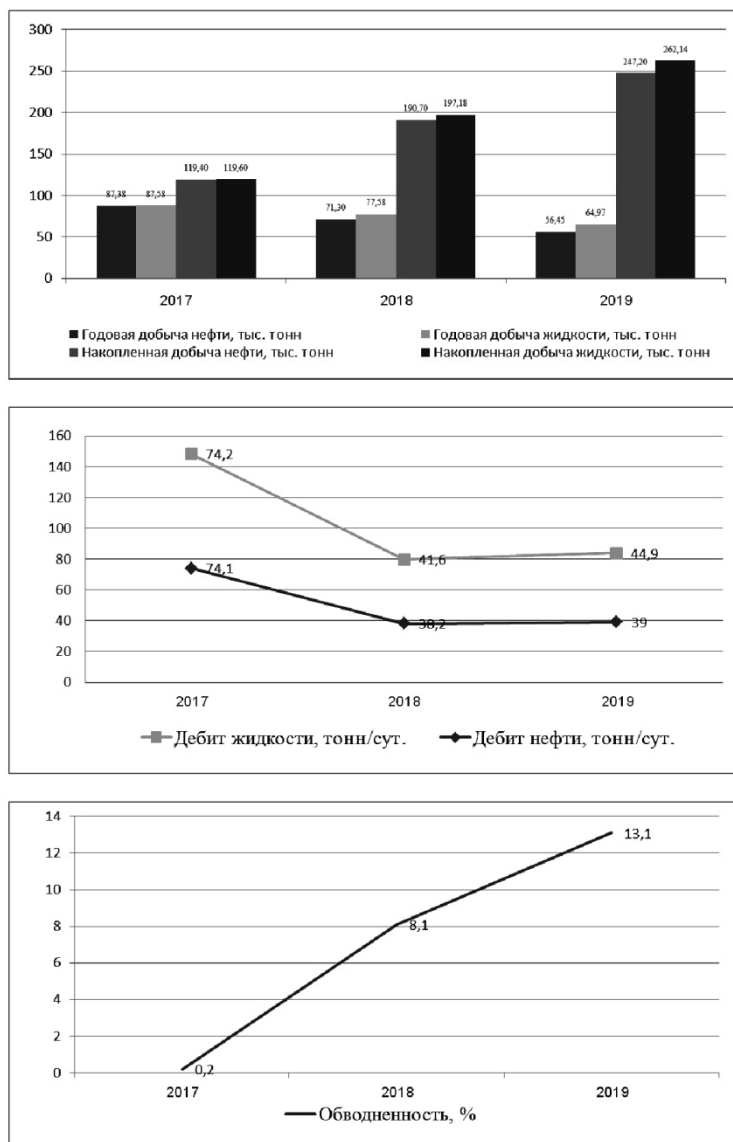


Рисунок 1 – Графики разработки Средне-Макарихинского месторождения

Все скважины оборудованы ЭЦН и эксплуатируются с низкими динамическими уровнями.

Однако при длительных остановках скважин отмечалось появление избыточного давления на устье, и его рост практически доходил до первоначального. Накопленная добыча нефти по месторождению составляет 247,2 тыс. тонн, что составляет 2,1 % от утвержденных начальных извлекаемых запасов и 1,22 % – от учтенных НИЗ.

В разработке находилась только нижнесилурийская залежь и добыча по ней составила 56,45 тыс. тонн нефти. В эксплуатации находились скважины №№ 7, 9, 15, 21 и 31. Скважина № 15 была выведена в бездействие, а скважина № 31 с декабря 2015 года простаивает. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов соответственно равны 0,49 % и 0,50 % от утвержденных или 0,31 % и 0,32 % от учтенных запасов.

Накопленный отбор нефти по залежи составил 247,1 тыс. тонн. Процент использования утвержденных НИЗ – 2,16 %, учтенных – 1,38 %. Среднесуточный дебит одной скважины за год в целом составляет 39 тонн/сут.

Пробная эксплуатация нижнесилурийской залежи производится на естественном режиме истощения, что соответствует условиям проектного документа.

Превышение фактических показателей по добыче нефти над проектными на фоне отставания по фонду скважин и значительного превышения уровня обводненности обеспечивается за счёт более высоких дебитов скважин по нефти, а также большей отработки скважин. Подтверждение этому приведено в таблице 4.

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 4 – Факторный анализ расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти

Показатели	Проект	Факт	Составляющие отклонения добычи нефти от проектной величины
Действующий фонд добывающих скважин	5	4	из-за отклонения фонда скважин
Среднегодовая обводнённость, %	1,5	12,1	из-за отклонения обводнённости
Средний дебит 1 скважины, тонн/сут.			из-за отклонения дебита жидкости
по жидкости	30,9	44,9	
по нефти	30,4	39,0	
Добыча нефти, тыс. тонн	51,2	57,1	отклонение добычи нефти от проектной, всего

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Средне-Макарихинского месторождения представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Средне-Макарихинского месторождения

Показатели	2017	2018	2019
	проект	проект	проект
	факт	факт	расчёт
Добыча нефти, тыс. тонн	56,0	51,2	46
	71,3	56,5	44,4
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	128,0	179,2	225,2
	190,7	247,2	291,6
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,002	0,004	0,005
	0,003	0,006	0,007
Использование начальных извлекаемых запасов, %	0,71	1,52	1,91
	1,06	2,1	2,47
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,47	0,43	0,39
	0,60	0,48	0,38
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,47	0,44	0,42
	0,60	0,49	0,38
Обводнённость среднегодовая, %	1,0	1,5	2,0
	8,1	13,1	15,5
Добыча жидкости, тыс. тонн	56,6	52,0	45,6
	77,6	65,0	52,9
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	128,6	180,5	226,1
	197,2	262,2	315,1
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,900	0,900	
	0,895	0,964	
Выбытие добывающих скважин, ед.		–	–
		1	
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	6
	6	5	5
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	6
	5	4	5
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, тонн/сут.			
по нефти	34,4	30,4	
	44,1	39,0	31,6
по жидкости	34,7	30,9	
	48,1	44,9	37,4

Полностью выполненным не явилось ни одно из исследований. Вообще не проведены исследования по определению пластового давления при поднятом оборудовании, исследования профиля притока, определению продуктивности скважин методом восстановления уровня. Не производился отбор проб и химический анализ попутной воды, а также анализ глубинных проб нефти.

Исследования по определению статического уровня выполнены менее чем наполовину.

Замер дебитов скважин, определение обводнённости продукции и замеры динамического уровня выполнены почти полностью.

Динамика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2020 г. по месторождению числится 20 скважин, в т.ч. в эксплуатационном фонде – 5, из которых одна (скважина № 31) находится в простое, а одна (скважина № 15) – в бездействии, в консервации – 2, ликвидированных – 11 скважин, контрольных – 2. Текущее состояние фонда скважин представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика фонда скважин Средне-Макарихинского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

			Залежь		Всего		
			О ₃	S ₁			
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	Всего			5	5		
	Действующий	Всего			4	4	
		В работе	Всего			3	3
			В т.ч. фонтанные				
			ЭЦН			3	3
	В простое			1	1		
	Бездействующий			1	1		
В освоении							
В консервации	Всего		1	1	2		
	В т.ч. добывающие		12	20			
	Нагнетательные						
Ликвидировано	Всего		4	7	11		
	В т.ч. после эксплуатации						
	После бурения		4	7			
В ожидании ликвидации							
Водозаборные							
Контрольно-наблюдательные			2	2			
Всего пробуренный фонд		5	15	20			

Литература

1. Игнатов А.В., Зайнулин Ю.В., Ботвиновская О.А. Отчёт пробной эксплуатации скважин Средне-Макарихинского месторождения: – Уфа : РН – УфаНИПИнефть, 2005. – 163 с.
2. Алварато В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / Перевод с английского. – М. : Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов. – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.

9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
14. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 363 с.
15. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
16. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
17. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
20. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Расчёт производительности вертикальных и горизонтальных скважин при возможном прорыве газа и воды // Сборник научных трудов «Гипотезы. Поиск. Прогнозы». – Краснодар, 2000. – № 9. – С. 302–308.
21. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 9. – 28 с.
22. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
23. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
24. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О выделении сложных коллекторов при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 17–21.
25. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.
26. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Ignatov A.V., Zainulin Y.V., Botvinovskaya O.A. Report of test operation of wells of Sredne-Makarikhinskoye field: – Ufa : RN – UfaNIPIneft, 2005. – 163 p.
2. Methods to increase oil recovery. Planning and strategies of application / Translated from English. – М. : Premium Engineering, 2011. – 244 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Plast-testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
6. Ilyina G.F., Altunina L.K. Methods and technologies of enhanced oil recovery for reservoirs. – Tomsk : Publishing house of TPU, 2006. – 166 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – М. : Infra Engineering, 2020. – 244 p.

8. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results: a training manual. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
13. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
14. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their study. – M. : Nedra, 1969. – 363 p.
15. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions for the onset of mining complication factors // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiiy Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
16. Development of physical and chemical models and methods of forecasting the state of reservoir rocks / D.A. Berezovsky [et al.] – 2014. – № 9. – P. 84–86.
17. Technologies and principles of multi-horizon field development / D.A. Berezovskiy [et al.] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
18. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells in the Sredne-Makarikhinskoye field // Bulatovkie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 30–38.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
20. Griguletsky V.G., Korotkov S.V. Calculation of productivity of vertical and horizontal wells with possible gas and water breakthrough // Collection of scientific papers «Hypotheses. Search. Prognosis». – Krasnodar, 2000. – № 9. – P. 302–308.
21. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate Article (Special Issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 9. – 28 p.
22. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
23. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // NEFTEGAZ Territory. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
24. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On the allocation of complex reservoirs when drilling wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2013. – № 9. – P. 17–21.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of the database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of admission December 24, 2012. Registered in the Register of databases on February 07, 2013.
26. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Russian patent number 2579039. Method for the development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of filing: April 24, 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS
AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE PECHORA-KOZHVINSKOYE
OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

Кардашев Сергей Алексеевич

студент,
направления подготовки Нефтегазовое дело
Ухтинский государственный технический университет
kardash0557@gmail.com

Савенок Ольга Владимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
и подземной гидромеханики
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье приведена геолого-промысловая характеристика и выполнен анализ текущего состояния разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения. Показано, что на месторождении в последние годы наблюдается устойчивая тенденция к увеличению доли нефти и нефтеконденсата в общей добыче жидких углеводородов. На ряде скважин (№№ 107, 103 и 108) остро стоит проблема парафиноотложения в шельфе скважин. В продукции скважин №№ 103, 105, 106 и 108 отмечается повышенное содержание высококипящих углеводородов (асфальтены, смолы), поэтому необходимо в этих скважинах постоянно контролировать перепад давлений на устье скважин и шлейфе, осуществлять (при необходимости) спуск скребков в НКТ и депарафинизацию шлейфов стабильным конденсатом.

Ключевые слова: геолого-геофизическая изученность; геологическое строение месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; нефтегазоносность месторождения; характеристика фильтрационно-емкостных свойств и толщин пластов; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; динамика добычи углеводородов.

Kardashev Sergey Alekseevich

Student Training Direction
Oil and Gas Engineering
Ukhta State Technical University
kardash0557@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
and Underground Hydromechanics
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article presents the geological and field characteristics and the analysis of the current state of development of the Pechora-Kozhvinskoye oil and gas condensate field. It is shown that in recent years there has been a steady trend towards an increase in the share of oil and oil condensate in the total production of liquid hydrocarbons. In a number of wells (№№ 107, 103 and 108), there is an acute problem of paraffin deposition in the shelf of the wells. In the production of wells №№ 103, 105, 106 and 108, there is an increased content of high-boiling hydrocarbons (asphaltenes, resins), therefore, it is necessary to constantly monitor the pressure drop at the wellhead and the loop in these wells, and (if necessary) run scrapers into the tubing and dewax the loops stable condensate.

Keywords: geological and geophysical knowledge; geological structure of the field; lithological and stratigraphic characteristics of the section; oil and gas content of the field; characteristics of reservoir properties and thickness of layers; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; dynamics of hydrocarbon production.

Общие сведения о месторождении

Печоро-Кожвинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Печорского района Республики Коми, в 14 км севернее г. Печоры (рис. 1).

Город Печора является районным центром, располагающимся на месте пересечения Северной железной дороги, связывающей город с основными промышленными районами страны, и реки Печоры – основной водной транспортной артерии Республики Коми.

В рельефе местности выделяется несколько аллювиальных террас. Месторождение расположено в бассейне р. Печоры, на правом её берегу, в пределах поймы и первой надпойменной террасы. Высота первой надпойменной террасы составляет 6–8 м. Абсолютная отметка наивысших точек рельефа в пределах месторождения – около 60 м.

Геолого-геофизическая изученность

Поисковое бурение на Печоро-Кожвинской площади начато в 1962 году с целью поисков залежей нефти и газа в пермских и каменноугольных отложениях. К началу поискового бурения на площади были проведены аэрофотомангнитная съёмка масштаба 1:200000, детальные гравиметрические работы, сейсморазведочные работы МОВ.

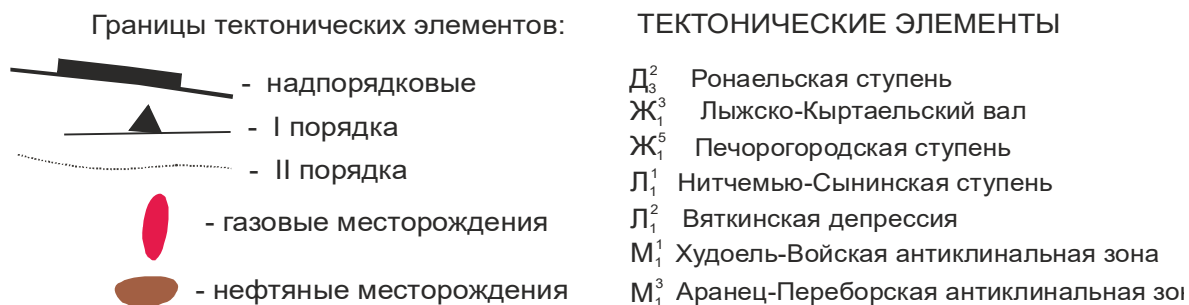
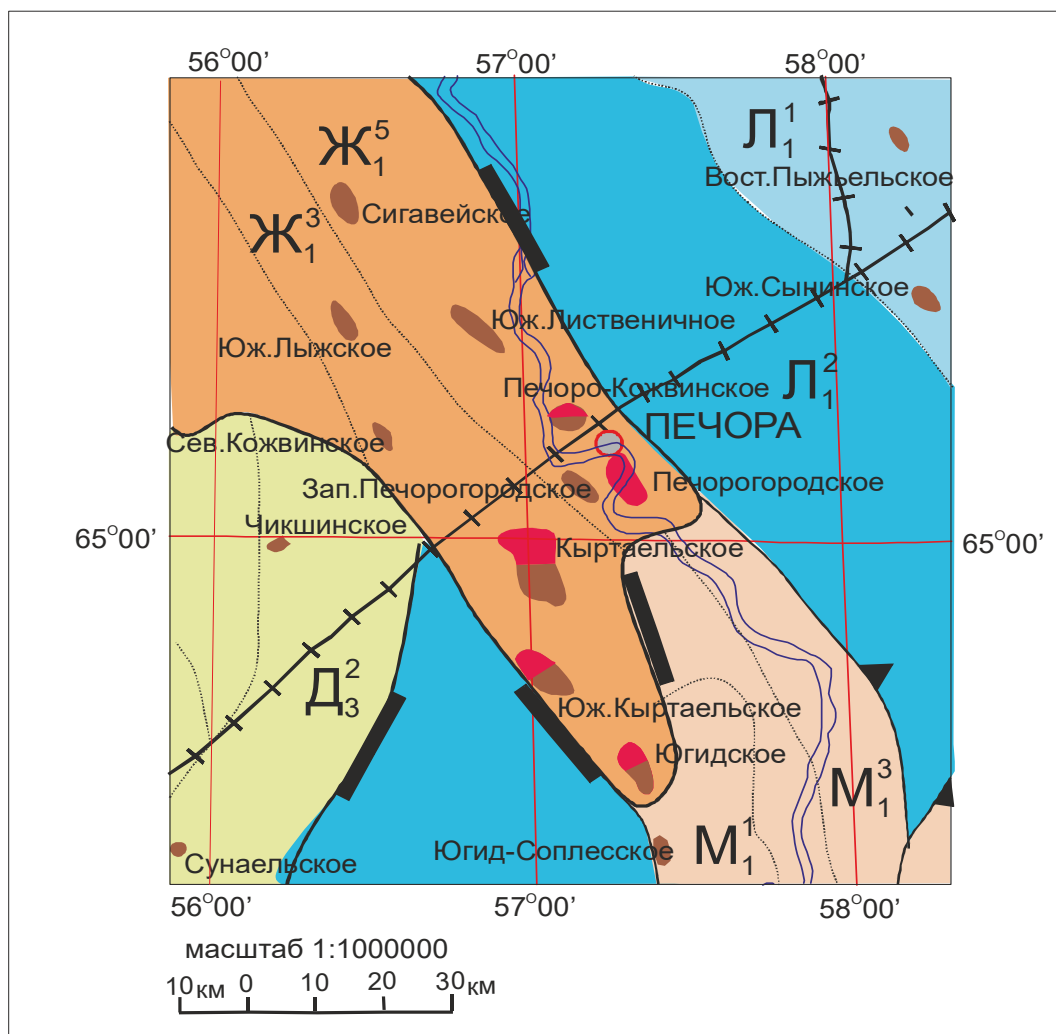


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ
(выкопировка из карты тектонического районирования
Тимано-Печорской НГП, по данным ТП НИЦ)

Первооткрывательницей явилась скважина № 61, в которой получен промышленный приток углеводородного сырья из верхнепермских полимиктовых песчаников.

Проведённый этап поисково-разведочных работ оказался малоэффективным: были выявлены небольшие литологически ограниченные залежи газа и нефти в отложениях верхней перми с весьма незначительными запасами углеводородного сырья.

После проведения в 1966–1967 гг. сейсморазведочных работ Печоро-Кожвинская структура была передана в глубокое бурение и начался второй этап изучения месторождения – поисковое бурение на девонские отложения.

В 1967–1968 гг. пробурена первая глубокая поисковая скважина № 21, давшая фонтанный приток конденсатного газа дебитом 720 тыс. м³/сут. через штуцер 20 мм из старооскольских отложений среднего девона.

Обобщение проведённых на площади поисково-разведочных работ было выполнено в 1971 году в процессе подсчёта запасов газоконденсатной залежи Печоро-Кожвинского месторождения.

В 1973 году месторождение передано на баланс объединения «Комигазпром» (впоследствии реорганизованного в предприятие «Севергазпром»), и начался следующий, третий этап его изучения и подготовки к промышленному освоению.

На месторождении на этом этапе проводился следующий комплекс работ:

- опытно-промышленная эксплуатация верхнепермской залежи скважиной № 59;
- доразведка старооскольской залежи скважиной № 26;
- эксплуатационное бурение на старооскольскую (скважины №№ 101–108) и верхнепермскую (скважина № 69) залежи;
- разведочное бурение на верхнепермские и каменноугольные отложения (скважины №№ 70–73);
- сейсморазведочные исследования методом ОГТ сейсмопартиями 30793 и 30794.

В результате работ получена дополнительная информация:

- выявлено наличие нефтяной оторочки в районе скважины № 26;
- разведочными работами 1993-1998 гг. околтурена новая газовая залежь, открытая скважиной № 70 в карбонатных отложениях башкирско-серпуховского возраста;
- по проведённым детализационным сейсморазведочным работам выполнены структурные построения, учитывающие новые данные бурения и существенно уточнившие модель строения месторождения по всему комплексу отложений.

В 1996–1997 гг. проведена оценка начальных запасов углеводородов всех залежей Печоро-Кожвинского месторождения объёмным методом (по поддоманиковой залежи вторично).

В 2001 году на месторождении были проведены трёхмерные сейсмические работы (МОГТ-3D), интерпретация материалов которых близится к завершению.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На Печорской площади наиболее древние отложения – породы эйфельского яруса среднего девона – вскрыты в скважине № 26 (рис. 2).

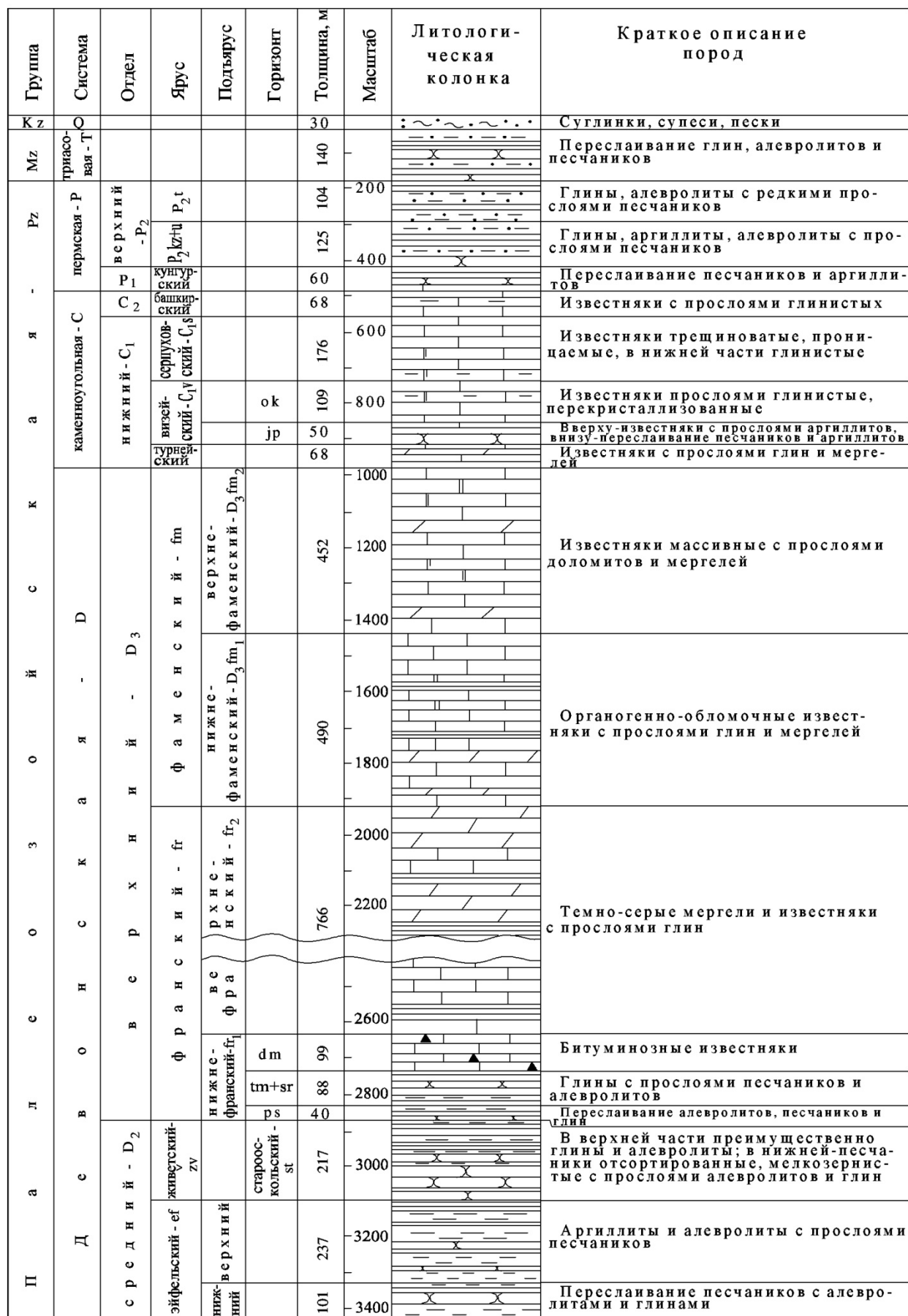


Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Печоро-Кожвинской площади

Палеозойская группа

Девонская система

Средний отдел

Отдел представлен эйфельским и живетским ярусами.

Эйфельский ярус подразделён на два подъяруса. Нижнейфельский подъярус представлен переслаиванием песчаников светло-серых с буроватым оттенком, мелкозернистых известковистых крепких с алевролитами светло-серыми глинистыми и глинами тёмно-серыми алевролитистыми известковистыми. Вскрытая толщина по скважине № 26 составляет 101 м. Верхнейфельский подъярус сложен преимущественно алевролитистыми аргиллитами с плитчатой отдельностью и неравномерно глинистыми алевролитами с волнисто-линзовидной слоистостью. Кварцевые тёмно-серые тонко- и мелкозернистые песчаники имеют подчинённое значение. Для всех разновидностей пород характерна тёмно-серая, почти чёрная окраска. Толщина подъяруса составляет 237 м (скважина № 26).

Живетский ярус выделен в составе старооскольского надгоризонта. Старооскольский надгоризонт сложен в значительной части продуктивными проницаемыми песчаниками (по промысловой номенклатуре «основными» песчаниками), которые перемежаются с песчаниками плотными, алевролитами и глинами. Песчаники кварцевые серые и светло-серые, часто с коричневым оттенком, отсортированные, мелкозернистые, реже тонко- и среднезернистые. Тонко- и мелкозернистые разности более уплотнены, наиболее грубозернистые сцементированы слабо. Алевролиты кварцевые и хлорит-кварцевые, светло-зеленые с линзовидно-волнистой слоистостью. В глинисто-алевролитистых разностях повсеместно присутствуют слюда, углефицированный растительный детрит.

Верхняя часть надгоризонта (48–138 м) сложена преимущественно глинами и алевролитами с редкими прослоями песчаников. Толщина старооскольского надгоризонта изменяется от 187 м (скважина № 21) в своде структуры до 295 м (скважина № 22) на её юго-западном крыле.

В составе верхнего отдела выделены франский и фаменский ярусы. Франский ярус расчленён на ниже- (пашийский и тиманский горизонты), средне- (саргаевский и доманиковский) и верхнефранский подъярусы.

Пашийский горизонт ниже-среднефранские подъяруса начинается переслаиванием алевролитов неравномерно глинистых светло-серых и серо-зелёных кварцевого и хлорит-кварцевого состава, песчаников кварцевых светло-серых, иногда с коричневым оттенком, тонкозернистых, глинистых, участками слабо нефтенасыщенных, и глин алевролитистых тёмно-серых сланцеватых. Для разреза характерно наличие углефицированного растительного детрита. Отдельные прослои песчаников являются продуктивными. Толщина пашийского горизонта изменяется от 18 (скважина № 107) до 70 м (скважина № 105), составляя в среднем 40 м. Перекрывающая нерасчленённая тиманско-саргаевская толща, в среднем 88 м, представлена известковыми тёмными глинами с прослоями глинистых песчаников и алевролитов в нижней части и серых мергелей – в верхней. Доманиковский горизонт является репером в составе девонских отложений. Это высокоомная толща, чётко фиксируемая на каротажных диаграммах, сложенная тёмно-серыми битуминозными известняками и мергелями с линзами горючих битуминозных сланцев. Толщина горизонта изменяется от 88 (скважина № 103) до 120 м (скважина № 102), составляя в среднем 99 м.

Отложения верхнефранского подъяруса в пределах Печорского месторождения представляют собой нерасчленённую на более мелкие стратиграфические единицы монотонную толщу, сложенную тёмно-серыми мергелями и известняками с прослоями глин. Толщина горизонта изменяется от 690 (скважина № 107) до 830 м (скважина № 24), средняя – 766 м.

В составе фаменского яруса выделяются верхний и нижний подъярусы. Нижнефаменский подъярус слагают в различной степени глинистые серые органогенно-

обломочные известняки пятнисто доломитизированные, расчленённые в средней части пачками (до 20 м) скорлуповатых глин. В нижней части разреза встречаются прослои тёмных зеленовато-серых мергелей. Толщина нижнефаменских отложений колеблется незначительно: от 466 м в скважине № 101 до 509 м в скважине № 24. Средняя – 490 м.

Верхнефаменский подъярус сложен преимущественно известняками светлыми массивными, реже плитчатыми, глинистыми, тонкокристаллическими и пелитоморфными. Наблюдается трещиноватость. Трещины заполнены глинисто-битумным веществом и кальцитом. Встречаются прослои известняка тёмно-серого окремнённого, известняка доломитизированного, переходящего в тонкокристаллический глинистый плотный доломит, и мергеля тёмно-серого с зелёным оттенком. В керне отмечается нефтенасыщение. Редкие проницаемые прослои в фаменских отложениях не образуют выдержанных пластов. Средняя толщина верхнефаменских отложений составляет 452 м.

Каменноугольная система

Система представлена нижним и средним отделами. Из-за размыва общая толщина каменноугольных отложений сокращена в сводовой части (338 м в скважине № 21) в сравнении с периферийной (575 м – скважина № 24).

В составе нижнего отдела выделены турнейский, визейский и серпуховские ярусы.

Турнейский ярус сложен толщей известняков, иногда доломитизированных, расчленённых двумя пачками тёмно-серых глин и мергелей, чётко выражающихся глубокими кавернами и низкими электрическими сопротивлениями на каротажных диаграммах. Толщина яруса колеблется от 42 м в своде структуры (скважина № 21) до 94 м на крыльях (скважина № 24).

В составе визейского яруса выделены яснополянский и окский надгорizontы.

Яснополянский надгорizont литологически делится на две части: нижнюю терригенную, отвечающую бобриковскому и нижней части тульского горизонта, и верхнюю, сложенную карбонатными породами верхней части тульского горизонта. Терригенная часть представлена переслаиванием песчаников с аргиллитами. Песчаники кварцевые тонкозернистые светлые и коричневато-серые плитчатые, иногда слабосцементированные, участками пористые, с прослойками угля; встречаются трещины, заполненные глинисто-битумным веществом. Аргиллиты чёрные, плотные, плитчатые. Карбонатная часть тульского горизонта сложена известняками чёрными, тёмно-серыми и пестроцветными глинистыми с прослоями чёрных сильноизвестковых аргиллитов. Известняки массивные, с плитчатой отдельностью, участками брекчиевидные, иногда битуминозные, с многочисленными скоплениями кораллов, встречены примазки жидкой нефти. Толщина яснополянского надгорizontа колеблется от 39 (скважина № 103) до 64 м (скважина № 24), составляя в среднем 50 м.

Окский надгорizont представлен известняками кремово-серыми, прослоями тёмно-серыми, глинистыми, плитчатыми, участками перекристаллизованными, местами с многочисленными мелкими порами; встречаются гнёзда кальцита. Наблюдаются прослои доломитов буровато-серых, плотных, крепких. В нижней части горизонта известняки пестроцветные, массивные, глинистые, прослоями сильно битуминозные. Толщина надгорizontа от 54 до 135 м (средняя 109 м).

В нижней части серпуховского яруса преобладают темноцветные глинистые известняки и известковистые глины. Выше по разрезу они сменяются известняками светлоокрашенными, скрыто-кристаллическими, окремнёнными, трещиноватыми, проницаемыми, отнесёнными к протвинскому горизонту. Общая толщина серпуховского яруса колеблется от 123 (скважина № 21) до 214 (скважина № 24), средняя – 176 м.

Средний отдел выделен в объеме башкирского яруса. Ярус представлен пачкой кремово-серых известняков, трещиноватых, участками порово-кавернозных, с прослоями глинистых известняков. Нижняя часть яруса (краснополянский горизонт) в разрезе отсутствует; верхняя – наиболее полно сохранилась на крыльях складки (толщина

до 68 м в скважине № 24), в сводовой части она размыта. В результате длительной инверсии в осадочном чехле отсутствуют отложения московского яруса среднего отдела и верхний отдел каменноугольной системы, а также ассельский, сакмарский и артинский ярусы нижнего отдела пермской системы.

Пермская система

В составе пермской системы выделены нижний и верхний отделы.

Нижний отдел представлен лишь самой верхней частью – кунгурским ярусом. Ярус сложен терригенными породами, несогласно залегающими на размытой поверхности серпуховских и башкирских пород. Отложения представлены переслаиванием песчаников и аргиллитов с редкими прослоями известняка. Песчаники серые, иногда тёмно-серые, тонкозернистые, от рыхлых до плотных, плитчатые, с тонкой горизонтальной слоистостью, известковистые. На отдельных участках наблюдаются алевролитоподобные песчаники зеленоватого оттенка с углистыми включениями и битумными примазками. Аргиллиты чёрные, иногда серые, неизвестковистые, тонкосланцеватые. Средняя толщина нижнепермских отложений составляет 60 м, изменяясь от 42 (скважина № 101) до 75 м (скважина № 103).

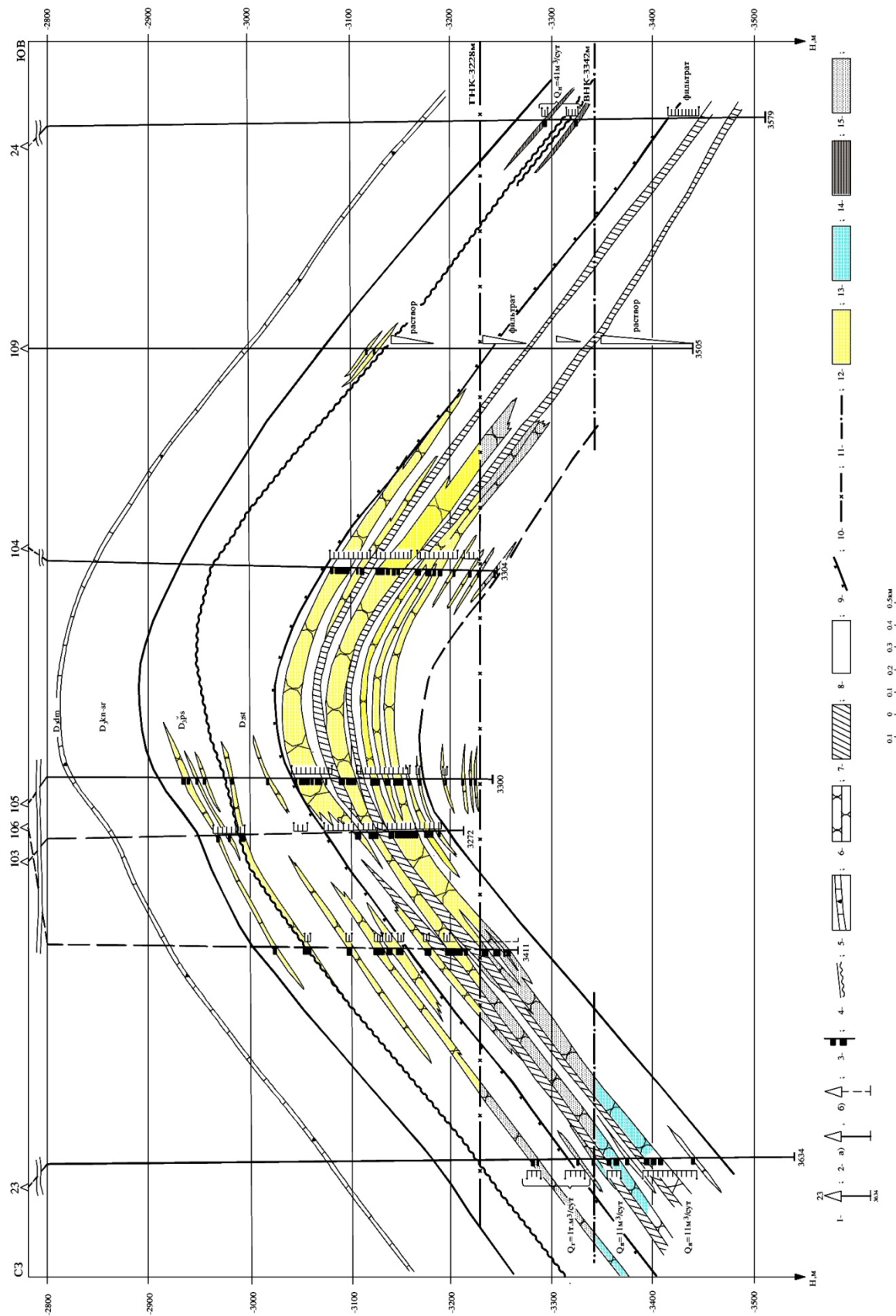
Верхний отдел присутствует в полном стратиграфическом объёме. Нерасчлennые уфимский и казанский ярусы. Разрез делится на две толщи: пестроцветную и сероцветную. Нижняя пестроцветная толща сложена плотными и оскольчатыми аргиллитами и глинистыми, участками микропористыми алевролитами с конкрециями известняка и прослоями полимиктовых, преимущественно мелкозернистых песчаников от рыхлых до среднесцементированных, иногда пропитанных углеводородами. Породы пестроокрашены: преобладают красновато-коричнево-бурые тона, реже зеленовато-серые. Толщина пестроцветных отложений составляет в среднем 256 м, изменяясь от 192 м (скважина № 104) до 305 (скважина № 21). Сероцветная толща сложена глинами аргиллитоподобными, углистыми аргиллитами и алевролитами, переслаивающимися с пластами и линзами полимиктовых песчаников. Характерно обилие отпечатков пелиципод и растительных остатков. Толща изменяется от 86 (скважина № 103) до 188 м (скважина № 107), средняя – 125 м.

Отложения татарского яруса представлены глинисто-алевролитовыми образованиями с редкими прослоями, линзами серых песчаников в нижней части. Серые глины, характерные для нижележащих отложений, в татарском ярусе вновь сменяются пестроокрашенными (буроватых, коричневых, красных тонов с пятнами голубоватого и серо-зеленого цвета). Толщина яруса колеблется от 47 (скважина № 104) до 155 м (скважина № 102), составляя в среднем 104 м.

Геологический профиль Печоро-Кожвинского НГКМ представлен на рисунках 3 и 4.

Тектонические особенности

Печорская антиклиналь расположена в юго-восточной части Печорогородской ступени Печоро-Кожвинского мегавала, которая, в свою очередь, является частью Печоро-Колвинского авлокогена. Печорогородская ступень представляет собой поднятое крыло протяженной флексуры, отделяющей Печоро-Кожвинский мегавал от Больше-сынинской впадины Предуральяского прогиба.



1-номер пробуренной скважины/ячейки; 2-скважина находится на линии аэрофиля; 3-эффективные толшины; 4-границы стратиграфических подразделений; 5-битушные известняки; 6-песчаники; 7-песчано-алюво-лигито-аргиллитовые породы с преобладанием глинистых разностей; 8-аргиллиты песчано-алюво-лигитовые породы с преобладанием алевритовых разностей; 9-фронт "основных" песчаников D₁₀; 10-палеозойской; 11-мелкофракционной; 12-грав. 13-водат. нефтя; 14-категория С₃ 15-категория С₂

Рисунок 3 – Геологический профиль по линии скважин №№ 23, 103, 106, 105, 104, 109 и 24 Печоро-Кожвинского НГКМ

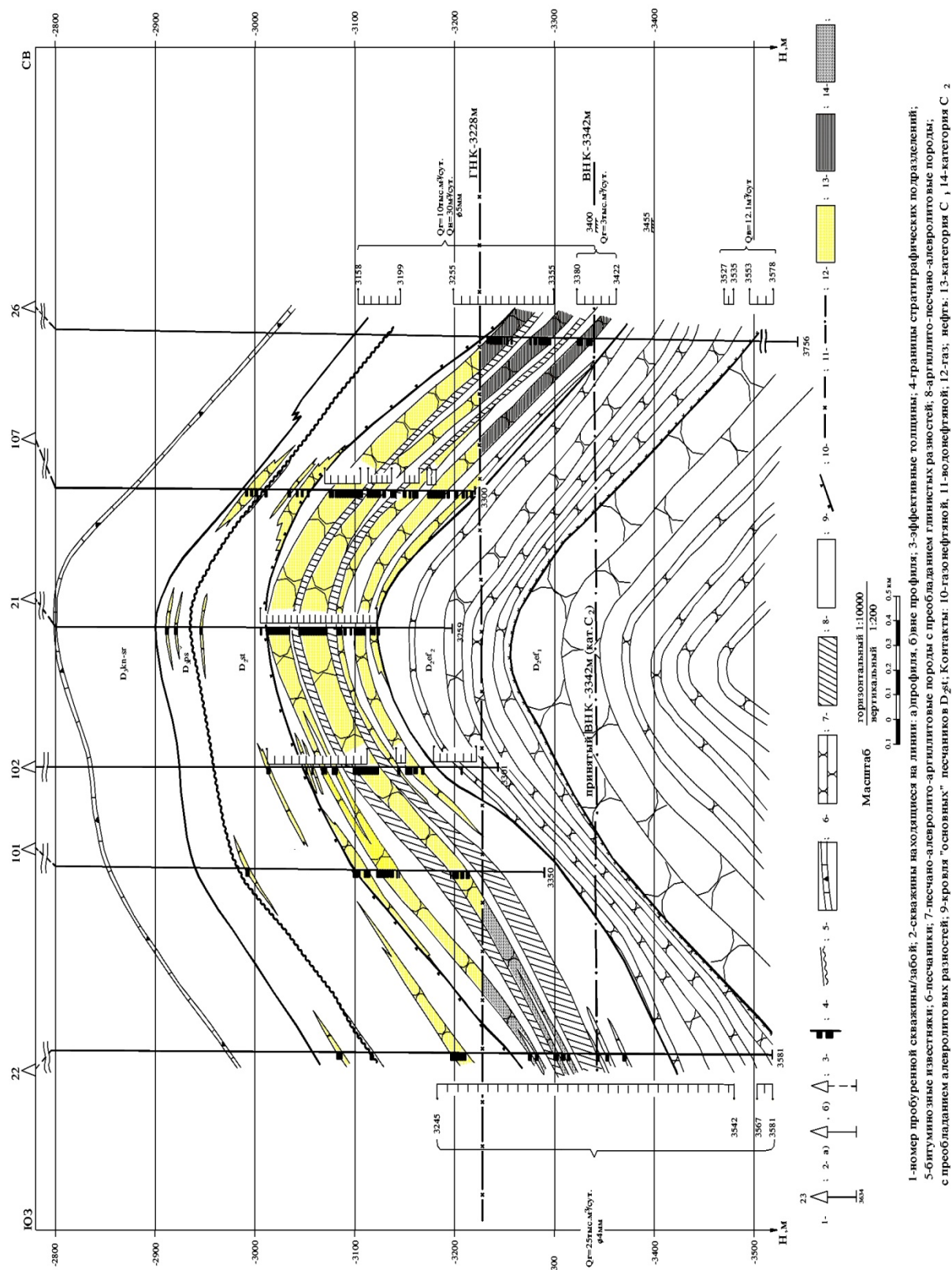


Рисунок 4 – Геологический профиль по линии скважин №№ 22, 101, 102, 21, 107 и 26 Печоро-Кожвинского НГКМ

Особенностью тектонического развития мегавала было интенсивное погружение в начале палеозойской эры (особенно в позднедевонский период), сопровождавшееся накоплением мощной толщи глинисто-карбонатных отложений. С начала визейского века произошло выравнивание темпов погружения авлокогена и смежных с ним впадин

с последующей инверсией – преобладанием преимущественно восходящих движений, приводивших в отдельные периоды к перерывам в осадконакоплении различной продолжительности. В послемезозойский этап Печоро-Кожвинский мегавал испытывал влияние тектонических движений, сформировавших складчатую систему Северного и Полярного Урала и Предуральский краевой прогиб. Такая сложная история развития наложила отпечаток на тектонику локальных структур, на гипсометрическое соотношение структурных планов по различным маркирующим горизонтам, на условия формирования и сохранность залежей. На месторождении продуктивны поддоманиковые, каменноугольные и верхнепермские отложения.

Следует отметить сохранение по всем продуктивным горизонтам изометрической формы структуры, а также смещение свода в юго-восточном направлении вверх по разрезу.

По поддоманиковым отложениям принят пликативный вариант строения. Структура в пределах изогипсы минус 3400 м имеет размеры 3,75×5 км, амплитуду 500 м. Свод складки располагается в районе скважины № 21, углы падения крыльев составляют 13–17 градусов, лишь на северо-восточном погружении они достигают 30 градусов.

Купола, к которым приурочены каменноугольная и пермская газовые залежи, характеризуются меньшими размерами, амплитудой и более пологими углами падения крыльев (6–10°). Так, по кровле каменноугольных карбонатов размеры структуры составляют 2,6×3,4 км, амплитуда в пределах замкнутой изогипсы минус 675 м – 120 м; по кровле верхнепермского базального пласта – 2,1×2,5 км и 100 м в пределах изогипсы минус 580 м соответственно.

В данном варианте строение залежи по горизонту, отождествляемому с «основными» песчаниками (III₂), блоковое, разбито рядом тектонических нарушений, веером расходящихся в северо-восточном направлении и ограничивающих в центральной части приподнятый блок, имеющий клиновидную форму (рис. 5). Амплитуда сбросов затухает в северо-восточном направлении, изменяясь от 100 до 25 м. Выделены также нарушения субмеридионального простирания, амплитуда которых в северной части площади достигает 75 м. Последняя замкнутая изогипса – минус 3200 м.

Нефтегазоносность месторождения

Нефтегазопроявления на Печоро-Кожвинском месторождении фиксируются практически по всему вскрытому разрезу от верхнепермских до среднедевонских отложений. В керне отмечаются битуминозность, примазки нефти, нефтенасыщение различной степени, запах бензина; в процессе проводки скважин – газирование бурового раствора, плёнки нефти.

Терригенная поддоманиковая толща залегает под региональной тиманско-саргаевской покровой и содержит в пределах Печоро-Кожвинского месторождения нефтегазоконденсатную залежь. Залежь пашийско-верхнеэйфельского возраста является массивно-пластовой, сводовой, газоконденсатной с нефтяной подгазовой оторочкой. Этаж газоносности составляет 313 м, нефтеносности – 114 м. Глубина залегания залежи варьирует от 2976 до 3435 м.

Различия в коллекторских свойствах, наличие плотных разностей с развитой трещиноватостью и маломощных глинистых прослоев не приводят к разобщенности залежи. Единый контур продуктивности для разновозрастных отложений свидетельствует об их принадлежности к единой гидродинамической системе. Вмещающие залежь песчаники кварцевые, серые, светло-серые, тонко-мелкозернистые уплотненные, реже среднезернистые менее уплотнённые, хорошо отсортированные, неоднородные.

В зоне газоконденсатного насыщения находятся скважины №№ 21, 22 и 101-108; скважина № 26 в северной части структуры и скважина № 24 на юго-востоке залежи попали в нефтяную оторочку; скважина № 23 на северо-западе вскрыла газоводяной контакт.

Притоки конденсатного газа дебитами от 1 до 720 тыс. м³/сут. получены во всех эксплуатационных (скважины №№ 101-105, 107 и 108) и в большинстве поисково-разведочных скважин (скважины №№ 21, 22, 23 и 26); промышленные притоки нефти – в скважинах №№ 26 и 24 (Q_n до 34 тонн/сут.). Пластовая вода вскрыта лишь двумя разведочными скважинами №№ 23 и 26 на севере структуры. Дебиты при опробовании «основной» толщи песчаников достигают 12 м³/сут.

Положение газонефтяного и водонефтяного контактов установлено по данным опробования и ГИС. Уровень ВНК принят на отметке минус 3342 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине № 23; ГНК – 3228 м по подошве газонасыщенных коллекторов в скважине № 104, давшей приток газа с самой низкой отметки (нижние дыры интервала перфорации – минус 3229 м).

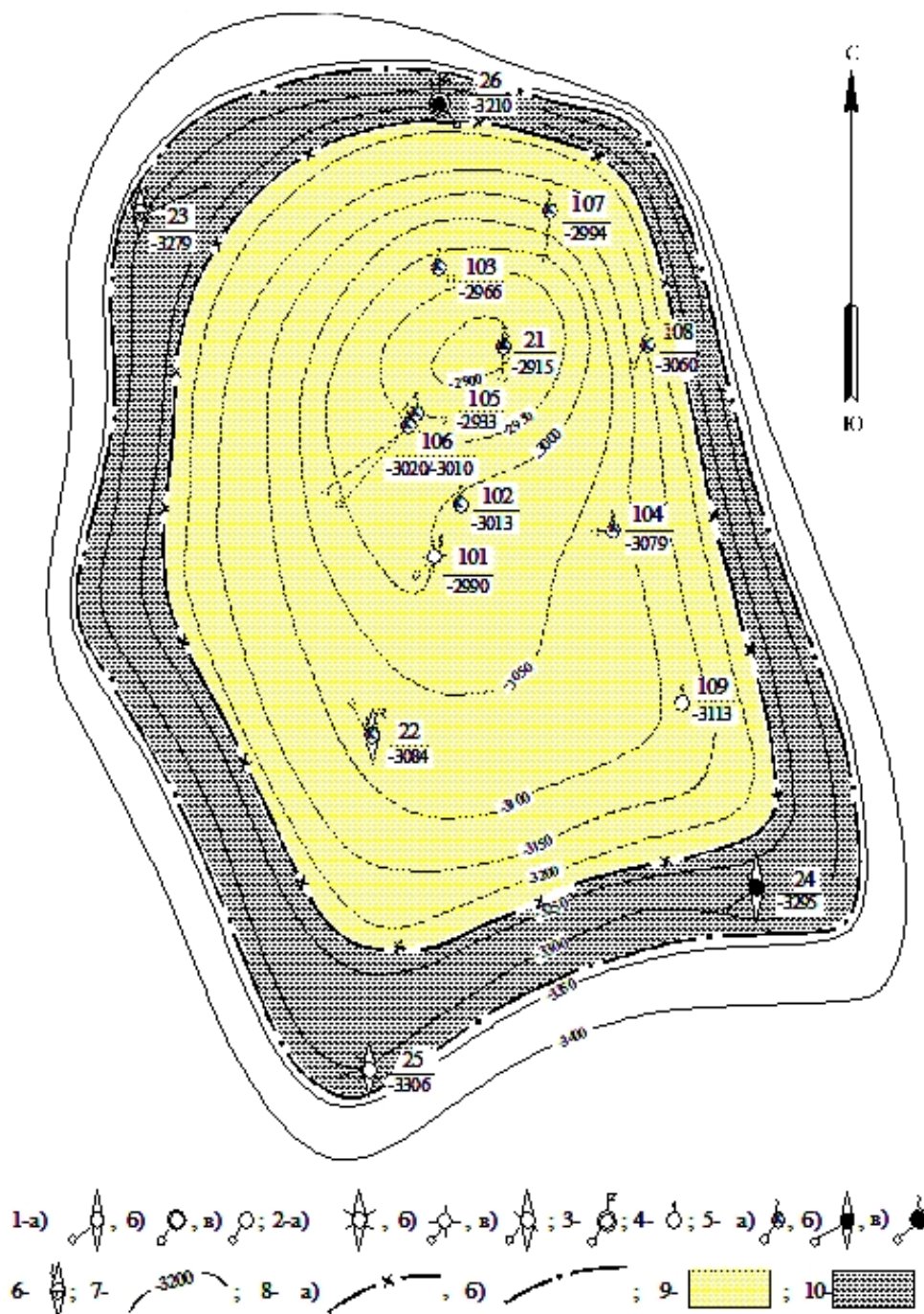


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле проницаемых песчаников поддоманиковых отложений: скважины:

- 1 – пробуренные: а) поисковые; б) разведочные; в) эксплуатационные;
- 2 – ликвидированные по причинам: а) геологическим; б) техническим; в) технологическим;
- 3 – контрольно-наблюдательные; 4 – переведена на карбон;
- 5 – давшие при опробовании промышленный приток:
 - а) конденсатного газа; б) нефти; в) нефти с газом;
 - 6 – непромышленный приток газа с водой;
- 7 – изогипсы кровли проницаемых песчаников поддоманиковых отложений;
- 8 – внешние контакты: а) газонефтяной (-3228 м); б) водонефтяной (-3342 м);
- 9 – газ; 10 – нефть

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и толщин пластов

Уровень развития коллекторов от скважины к скважине неодинаков. Наиболее выдержаны по площади и обладают лучшими коллекторскими свойствами «основные» песчаники старооскольского надгоризонта. В них отмечается увеличение толщины проницаемой части к своду структуры. На долю коллектора здесь в среднем приходится приблизительно от трети до половины толщины пачки.

В сводовых скважинах часто наблюдается тонкое (первые метры) переслаивание проницаемых и непроницаемых прослоев. Лишь изредка их толщина может увеличиваться до 10 и более метров (скважина № 104 – 11,4 м, скважина № 21 – 14,6 м). В периферийных частях залежи пласты-коллекторы представляют собой отдельные прослои в толще непроницаемых пород.

Значения средневзвешенных продуктивных толщин по скважинам в газонасыщенной части разреза варьируют от 2 (скважина № 26) до 82,6 м (скважина № 107), в нефтенасыщенной – от 4 (скважина № 24) до 42,9 м (скважина № 26). Наибольшие величины характерны для сводовых и присводовых частей структуры. В таблице 1 представлены характеристики толщин продуктивных пластов.

Таблица 1 – Статистические характеристики толщин пластов и непроницаемых разделов

Толщина	Наименование характеристики	Зона пласта (горизонта)		По пласту в целом
		газовая	нефтяная	
Общая	средневзвешенные значения толщин $h_{обш}$, м			362
	коэффициент вариации			0,03
	интервал изменения, м			354–379
Газонасыщенная (нефтенасыщенная)	средневзвешенные значения толщин $h_{обш}$, м	173	45	
	коэффициент вариации	0,29	0,69	
	интервал изменения, м	20–233	7–111	
Эффективная	средневзвешенные значения толщин $h_{эф}$, м	28,21	9,8	–
	коэффициент вариации	0,64	1,62	–
	интервал изменения, м	2–82,6	4–42,9	
Непроницаемых разделов	средневзвешенные значения толщин $h_{нр}$, м	7,26	6,28	–
	коэффициент вариации	2,88	2,17	–
	интервал изменения, м	0,2–76,2	0,2–37,6	

Пористость, определённая по ГИС, колеблется по скважинам от 8,3 (скважина № 105) до 12,2 % (скважина № 103). Средневзвешенная по площади составляет для газовой части залежи 9,2 %, для нефтяной – варьирует в зависимости от участка в пределах 9,2–9,9 %. Среднее значение проницаемости по керновым определениям составляет $4,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² при колебаниях от 0,2 до $54 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средняя принятая газонасыщенность залежи составляет 84 %, нефтенасыщенность – 80-84 %.

Физико-химические свойства пластовых флюидов

Исследования состава и свойств пластового флюида терригенных поддоманиковых отложений проводились в процессе разбуривания и разработки месторождения по пробам, отобраным после разделения продукции в сепараторе, и неотсепарированной смеси на устье скважин.

Начальный состав пластовой газоконденсатной смеси был исследован при опробовании интервала 3065,0–3258,7 м (D_{2st}) в скважине № 21. При начальных термобарических условиях ($p_{пл} = 34,9$ МПа и $t_{пл} = 68,2^\circ\text{C}$ на абсолютной отметке минус 3180 м) пластовый газ на 90,1 мол. % состоит из газовых компонентов $C_1 - C_4$. Доля неуглеводо-

родных компонентов составляет N_2 – 2,9 и CO_2 – 0,3 мол. %. Содержание стабильного конденсата в пластовом газе в пересчете на «сухой газ» составило 397 г/м³.

Начальный состав и свойства стабильного конденсата, принятые по результатам исследования скважины № 21, характеризуются плотностью – 742 кг/м³, молекулярной массой 133,4, при этом выход фракций, выкипающих до 200°С, составляет 64 и 88 объем. %, выкипающих до 300°С.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

В контуре поддоманиковой залежи пробурено 15 скважин, из них 4 ликвидировано, 1 – переведена из-за отсутствия притока на вышележащую залежь восточного купола. Движение фонда показано в таблице 2.

Таблица 2 – Состояние фонда скважин на 01.04.2019 г. по поддоманиковой залежи Печоро-Кожвинского НГКМ

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин	
		по действующему проектному документу	фактически
Фонд добывающих скважин	Пробурено, в том числе:	10	10
	переведены из поисково-оценочных и разведочных	1 (скважина № 21)	1 (скважина № 21)
	возвращены с других горизонтов		
	Всего из числа пробуренных:		
	действующие	5 (скважины №№ 21 и 102-105)	8 (скважины №№ 21 и 102-108)
	бездействующие	–	–
	в освоении после бурения	–	–
	в консервации	1 (скважина № 106)	–
	в ожидании ликвидации	–	–
	переведены на другие горизонты	1 (скважина № 109)*	1 (скважина № 109)*
	ликвидированные:		
	как обводнившиеся при разработке	2 (скважины №№ 107 и 108)	–
по различным причинам	1 (скважина № 101)	1 (скважина № 101)	
Фонд наблюдательных скважин	Всего, в том числе:	2	2
	наблюдательные	2 (скважины №№ 22 и 26)	2 (скважины №№ 22 и 26)
	пьезометрические	–	–
Фонд специальных скважин	Всего, в том числе:	–	–
	для закачки промстоков	–	–
	водозаборные	–	–
	прочие	–	–
Общий фонд скважин	Пробурено, в том числе:	12	12
	поисково-оценочные и разведочные	3 (скважины №№ 21, 22 и 26)	3 (скважины №№ 21, 22 и 26)
	эксплуатационные	5 (скважины №№ 102-106)	8 (скважины №№ 21 и 102-108)
	специальные	–	–
	переведены на другие горизонты	1 (скважина № 109)	1 (скважина № 109)
	Возвращены с других горизонтов	–	–
	Ликвидированы	3 (скважины №№ 101, 107 и 108)	1 (скважина № 101)
	Всего на балансе предприятия	11	11

* скважина № 109 пробурена на Д3-Д2, по причине отсутствия притока переведена на вышележащую залежь С2-С1.

Эксплуатация месторождения началась с 1972 года одной скважиной № 21. В конце 1984 и в начале 1986 года вступают в разработку ещё две скважины №№ 103 и 102. В конце 1994 года добывающий фонд возрастает за счёт ввода четырёх новых скважин №№ 104, 105, 107 и 108 и в середине 1999 года – скважина № 106. По состоянию на 01.01.2019 г. на балансе ВГПУ находятся 10 скважин. Эксплуатационный фонд насчитывает 8 скважин, из них все работающие (скважины №№ 21, 102, 103, 104, 105, 106, 107 и 108). Две скважины используются как контрольно-наблюдательные (скважины №№ 22 и 26).

Скважины эксплуатируются с дебитами от 10 до 100 тыс. м³/сут, устьевыми давлениями 4,1–10,2 МПа, рабочей депрессией 0,8–15,2 МПа.

Эксплуатация скважин осуществляется по НКТ, защищая эксплуатационные колонны от коррозионного воздействия флюида. Присутствие в составе газа СО₂ из-за его низкого содержания (0,34 %) не вызывает интенсивного коррозионного разрушения. В процессе дальнейшей разработки месторождения будут изменяться условия эксплуатации скважин, поэтому необходимо продолжить контроль за коррозионной активностью флюида по образцам-свидетелям по стандартной методике.

Минимально необходимые для выноса конденсата скорости по скважинам Печоро-Кожвинского НГКМ для интервала забойных давлений от 7,3 до 16,3 МПа составляют 0,95–0,57 м/с. В скважинах №№ 21, 102, 103, 104, 107 и 108 обеспечивается требуемая скорость выноса жидкости с забоев. Исключением являются скважины №№ 105 и 106. Из-за низкого дебита газа (10–20 тыс. м³/сут.) по ним не обеспечиваются условия для стабильного выноса жидкости, скважины работают в пульсирующем режиме, вынос углеводородной жидкости по скважине № 105 происходит с периодичностью раз в шесть суток, а по скважине № 106 – через 15–18 часов.

Низкопродуктивная скважина № 105 при существующей схеме подготовки ($p_{\text{сеп}} = 4,5$ МПа) самостоятельно работать не может, в связи с чем переведена на работу по схеме газлифтной эксплуатации с подачей в затрубное пространство газа из высокодебитной скважины № 107. Низкодебитные скважины №№ 103 и 104 в настоящее время работают по замерной линии при давлении на входе на УКПГ 4,59 и 4,06 МПа соответственно.

Динамика добычи углеводородов

По состоянию на 01.01.2019 г. за весь период разработки по поддоманиковой залежи отобрано 2556,556 млн м³ сухого газа и 597,485 тыс. тонн стабильного конденсата. Распределение суммарных отборов газа по действующему фонду скважин представлено на карте разработки (рис. 6).

Основная доля отборов приходится на сводовые скважины. Так, по состоянию на 01.01.2019 г. скважина № 21 – 38,9 %, скважина № 102 – 29,8 % и скважина № 103 – 10,5 %. Суммарная добыча по ним составила 2022,3 млн м³ (79,2 %) от общего по объёму. Наилучшую продуктивность в течение всего периода эксплуатации имеют скважины №№ 21 и 102. Фильтрационные параметры в зоне дренирования скважины № 103 практически с начала её эксплуатации имеют тенденцию снижения из-за двухфазной фильтрации

По данным исследований скважин №№ 21, 102, 104 и 107 они относятся к скважинам «сухого» поля, продукция этих скважин представляет собой чисто пластовый газ.

В добываемой продукции скважин №№ 103 и 108 с самого начала их эксплуатации наблюдается поступление дополнительного жидкого флюида, текущие исследования также подтвердили присутствие жидкой фазы в количестве 40,4–51,1 г/м³. На основании исследования физико-химических свойств и состава добываемых флюидов по скважинам №№ 105 и 106 также присутствует дополнительный пластовый флюид в количестве примерно 170,0–260,0 г/м³.

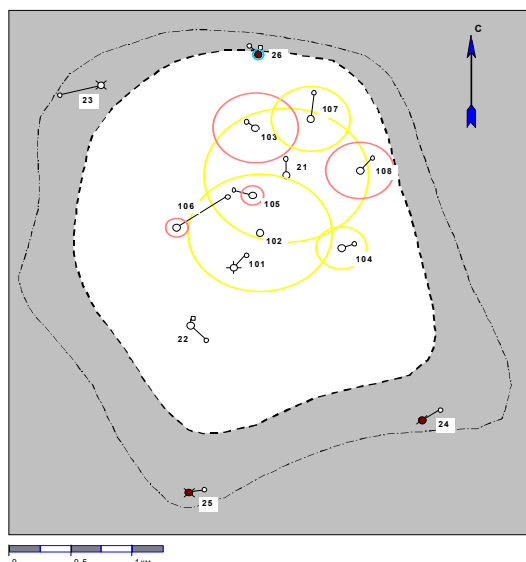


Рисунок 6 – Карта разработки Печоро-Кожвинского НГКМ по состоянию на 01.01.2019 г.

Динамика пластового давления и дренируемых запасов

Контроль за динамикой пластовых давлений ведётся путём замеров статических устьевых и пластовых давлений. Характер изменения давления во времени показывает, что пластовое давление продолжает снижаться. Темп снижения пластового давления по скважинам изменяется в достаточно широком диапазоне от 0,027 до 0,096 МПа/мес. Контроль за динамикой пластовых давлений в целом по залежи ведётся на основе карт изобар. Так, распределение давления по всей газовой части поддоманиковой залежи представлено на карте изобар (рис. 7).

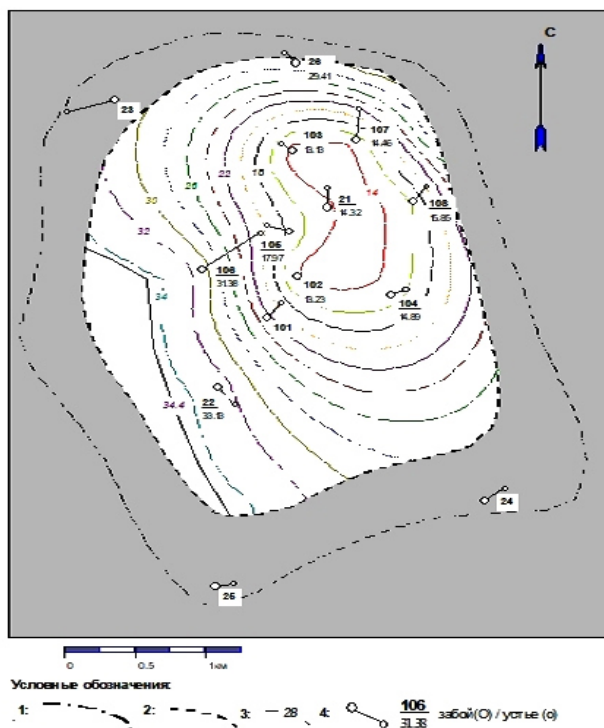


Рисунок 7 – Карта изобар по поддоманиковой залежи Печоро-Кожвинского НГКМ по состоянию на 01.01.2019 г., приведённая к отметке средневзвешенной плоскости минус 3113 м

При составлении карт изобар все давления приводятся на отметку средневзвешенной плоскости минус 3113 м (уровень, соответствующий 2/3 высоты газовой шапки), из условия его равномерного распределения по вертикали путём линейной экстраполяции от свода к контуру. Карты изобар за весь срок разработки показывают, что характер распределения давления во времени практически не меняется, давление продолжает синхронно снижаться.

В результате длительной эксплуатации сводовой части залежи ограниченным фондом скважин, сформировалась глубокая депрессионная воронка с перепадом давления до 17,06 МПа (скважины №№ 106–21), что свидетельствует о затруднённой газодинамической связи залежи с периферией (см. рис. 7). На 01.01.2019 г. пластовое давление, средневзвешенное по объёму порового пространства, для газовой части (минус 3228 м) составило 20,88 МПа, в зоне дренирования 14,98 МПа.

Разработка основного объекта месторождения осуществляется при газовом режиме. В продукции эксплуатационных скважин признаков пластовых вод в попутных жидкостях не фиксировалось. Скважины выносят с продукцией преимущественно конденсатогенные воды, либо их смесь с техногенными. Наличие примеси пластовой воды отмечалось только в контрольно-наблюдательной скважине № 26, расположенной в непосредственной близости к контуру продуктивности, в 1997 году.

Литература

1. Оперативный подсчёт запасов газа в поддоманиковых терригенных отложениях Печоро-кожвинского ГКМ по состоянию на 01.01.1996 г.: отчёт // СеверНИПИгаз; Ответственный исполнитель Т.Г. Гринько. – Ухта, 1996. – 168 с.
2. Проект разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения: отчёт о НИР (заключит.) // Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «СеверНИПИгаз»; Руководитель А.В. Назаров. – Ухта, 1999. – 320 с.
3. Авторское сопровождение проектов разработки месторождений Тимано-Печорской провинции: этап 21, часть 2. Печоро-Кожвинское НГКМ // ООО «ВНИИГАЗ» филиал «СеверНИПИгаз»; Руководитель А.В. Назаров. – Ухта, 2005.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
15. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.

18. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Расчёт производительности вертикальных и горизонтальных скважин при возможном прорыве газа и воды // Сборник научных трудов «Гипотезы. Поиск. Прогнозы». – Краснодар, 2000. – № 9. – С. 302–308.
19. Кардашев С.А., Савенок О.В. Анализ результативности и совершенствование технологий предотвращения отложения парафинов на оборудовании скважин Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и инновационные технологии в области естественных наук».
20. Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 9. – 28 с.
21. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
22. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
23. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О выделении сложных коллекторов при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 17–21.
24. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.
25. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Operative estimation of gas reserves in subdomanic terrigenous sediments of the Pechora-Kozhvin gas and condensate field as of 01.01.1996: report // SeverNIPigaz; responsible executor T.G. Grinko. – Ukhta, 1996. – 168 p.
2. Project of Pechoro-Kozhvin oil-gas-condensate field development: research report (conclusions) / SeverNIPigaz branch of VNIIGAZ LLC; Contractor A.V. Nazarov. – Ukhta, 1999. – 320 p.
3. Author's support of field development projects of the Timan-Pechora province: phase 21, part 2. Pechoro-Kojvin Oil and Gas Condensate Field // VNIIGAZ LLC, Sever-NIPigaz branch; Head of the project A.V. Nazarov. – Ukhta, 2005.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital Underground Repair of Oil and Gas Wells: in 4 volumes. - Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Polygraphic Plant, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-engineering, 2020. – 244 p.
8. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results: a training manual. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
13. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
14. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions of the onset of mining complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.

15. Development of physical and chemical models and methods of forecasting the state of reservoir rocks / D.A. Berezovsky [et al.] – 2014. – № 9. – P. 84–86.
16. Technologies and principles of multi-horizon field development / D.A. Berezovskiy [et al.] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
18. Griguletsky V.G., Korotkov S.V. Calculation of productivity of vertical and horizontal wells with possible gas and water breakthrough // Collection of scientific papers «Hypotheses. Search. Prognosis». – Krasnodar, 2000. – № 9. – P. 302–308.
19. Kardashev S.A., Savenok O.V. Analysis of performance and improvement of technologies of prevention of paraffin deposition on the well equipment of Pechora-Kozhva oil-gas-condensate field // Collection of papers of International scientific-practical conference «Actual problems and innovative technologies in the field of natural sciences».
20. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of hydrodynamic stability mechanisms of sandstone // Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate Article (Special Issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 9. – 28 p.
21. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
22. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
23. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On the allocation of complex reservoirs when drilling wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2013. – № 9. – P. 17–21.
24. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of the database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of admission December 24, 2012. Registered in the Register of databases on February 07, 2013.
25. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Russian patent number 2579039. Method for the development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of filing: April 24, 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G., Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.

УДК 94(47)084.8:553.982

**РОЛЬ НЕФТИ, КАК ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ,
В СТРАТЕГИИ ВОЙНЫ А.ГИТЛЕРА ПРОТИВ СССР**



**THE ROLE OF OIL AS A FUEL AND ENERGY RAW MATERIAL
IN THE STRATEGY OF A. HITLER'S WAR AGAINST THE USSR**

Касьянова Ирина Владимировна

кандидат педагогических наук,
магистр истории,
ООО «Эркафарм»
iri3897@yandex.ru

Kasyanova Irina Vladimirovna

PhD in Pedagogy,
Master of History,
Erkafarm LLC
iri3897@yandex.ru

Аннотация. В статье, о роли нефти, как стратегического сырья в период Великой Отечественной войны.

Annotation. The article describes the role of oil as a strategic raw material during the Great Patriotic War.

Ключевые слова: стратегические ресурсы, Великая Отечественная война; нефть; производство нефти; уничтожение нефтяных скважин.

Keywords: strategic resources, the Great Patriotic War; oil; oil production; destruction of oil wells.

В научных работах советских историков рассматривалась тема захвата природных ресурсов СССР фашистской Германией вскользь, в связи с ходом боевых действий. Появлялись отдельные работы, посвященные теме научных разработок ученых-химиков Германии синтетической нефти, борьбе Германии за передел сфер влияния в борьбе за нефть. Например, труды А.Ю. Шпирта [14], А.А. Санталова [9], Н.К. Байбакова [1]. Каждая из этих работ по-своему раскрывает тему решения Германией нефтяного вопроса, вопроса освоения и производства нефти.

Исключительный интерес представляет работа А.Ю. Шпирта. Сразу после прихода к власти, вынашивая планы большой войны, А. Гитлер был озабочен вопросом производства нефти в самой Германии, с целью превращения государства из импортера в производителя ценного сырья. Для этого были выделены деньги на строительство заводов искусственной нефти, и разработаны планы по закупке его компонентов.

Борьбу за передел нефтяных рынков и роли в нем фашистской Германии рассматривали А. Галкин [4], А. Фурсенко [13], Е. Соболев [10]. Вопросы необходимости продумывания стратегии войны в связи с потребностью в нефти, поднимался только в отдельных исторических работах, в основном, это работы современного периода. В первую очередь исследованию проблемы захвата нефтяных ресурсов Германией в ходе Второй мировой войны и значению, которое придавалось ею стратегическим операциям, направленным на захват территорий, на которых находились месторождения нефти, посвящены работы Г. Валиахметовой [2], Т.Н. Малютиной [7], Е.В. Гехт [5].

Объектом исследования в данной статье выступает нефть СССР, как фактор, необходимый для продолжения завоевательной политики А. Гитлера.

Методами исследования являются сущностно-содержательный анализ, и историко-системный методы.

Политика фашистской Германии строилась исключительно на завоевательной доктрине. Для развязывания войны фюреру нефть была крайне необходима. Изначально руководство фашистской Германии планировало добычу нефти на своей территории, также рассматривался план участия Германии в «Бритиш Ойл Девелопмент» [5, с. 11–12]. Но эти планы не были выгодны мировому империализму, нефтяной рынок был жестко сегментирован, присутствие Германии не устраивало английские нефтяные концерны.

Попытки производства синтетической нефти также оказались для Германии провальными. На завоеванных территориях европейских государств Германия старалась использовать все ресурсы. Своих ресурсов Германии не хватало. Огромное значение для начала экспансии на Восток сыграло использование германской военной

машиной румынской нефти. «Известна фраза фюрера, сказанная в беседе с Муссолини: «Само существование нашего блока зависит от нефтяных месторождений Плоешти. В мае 1942 г. во время одной из застольных бесед Гитлер опять коснулся этой темы: «Если бы не удалось, во время вторжения русских в Румынию заставить их ограничиться одной лишь Бессарабией, и они забрали тогда себе румынские нефтяные месторождения, то самое позднее этой весной они бы задушили нас» [Цит. по Малютина Т.П. Румынский нефтяной вопрос в геополитике фашистов: уроки Второй мировой войны // Панорама. 2013. № 3 (7). С. 22].

В 1940-м году А. Гитлер уже планировал прорыв на Кавказ именно с целью захвата нефтяных месторождений, без которых были невозможны бомбардировки Великобритании для продолжения войны с ней. Т.Н. Малютина пишет: «21 января и 18 марта 1941 г. Геринг провел встречи с руководителями крупнейших германских концернов и банков. На них обсуждалось создание организации, которая приняла бы в свое владение и управление все нефтяные месторождения и нефтеперерабатывающие предприятия на захваченных Германией территориях, а также на территориях, которые предстояло завоевать в будущем, в первую очередь, на Кавказе» [Цит. по Малютина Т.П. Румынский нефтяной вопрос в геополитике фашистов: уроки Второй мировой войны // Панорама. 2013. № 3 (7). С. 23].

История первых удачных десантов СССР начала Великой Отечественной войны на страницах «Ледокола» В. Суворова (Резуна) предстает как неудачная попытка захвата румынской нефти. Он придерживается позиции, в соответствии с которой истинным виновником разразившейся кровопролитнейшей войны был И. Сталин, руководитель Советского Союза. Ему он отводит роль абсолютного мирового злодея. А. Гитлер, по мнению В. Резуна, стал заложником агрессивной политики Сталина, который рвался к румынской нефти. Автор «Ледокола» утверждает, что десантные операции были продуманы и воплощены, но не достигли успеха по ряду весомых причин. Но думается, что научный исторический факт – вещь упрямая, оспорить документы сложно. По их изучению складывается совсем иная картина. Румыния принимала участие в продвижении группы армий Юг и перед ней была поставлена задача: «Первоначально – оборона румынской территории против вторжения русских войск. Позднее – наступать, препятствуя организованному отходу советских войск за Днестр, стремясь к их уничтожению» [Цит. по Малютина Т.П. Румынский нефтяной вопрос в геополитике фашистов: уроки Второй мировой войны // Панорама. 2013. № 3 (7). С. 23]. Безусловно, в перспективе остановки агрессора было рационально захватить нефтепромыслы Плоешти. Но В.Резун не проводит анализа владения мировым капиталом нефтяным промыслом Румынии в Плоешти. В работе Т.П. Малютиной приводятся конкретные статистические данные – 45 % британский, совместный британско-голландский капитал и британско-французский, а также 20 % – совместное владение Франции и Бельгии, 16 % – США, и 19 % – доля присутствия других стран. Руководству Советского государства, которое уже представляло масштаб войны, было совершенно не выгодно захватывать нефтепромыслы Румынии. Об этом и свидетельствует директива военным советам приграничных округов № 2 от 22 июня 1941 г.: «На территорию Румынии ... до особых указаний налётов не делать» [Цит. по Малютина Т.П. Румынский нефтяной вопрос в геополитике фашистов: уроки Второй мировой войны // Панорама. 2013. № 3 (7). С. 24].

Вопросами обеспечения экономикой потребностей войны занимался рейхсминистр авиации нацистской Германии Г.Геринг. Он рассчитывал на полное распоряжение нефтяным ресурсами СССР для дальнейшей войны на Западе: «необходимо прорваться к Кавказу, чтобы овладеть кавказскими нефтяными районами, поскольку без них невозможно ведение широкомасштабной воздушной войны против Англии и Америки» [11, с. 26]. Он придавал самое большое значение вопросам сохранения имущества и его последующего использования в интересах войны и военных. Штаб, возглавляемый Г. Герингом, вел переговоры с крупным промышленным капиталом и добивался участия в их капиталах германских нефтяных компаний. 27 марта 1941 года Германия организовала акционерное общество «Континентальная нефть». Акционерами этой крупной компании стали крупнейшие банки и концерны Германии – «Дойче банк», «Дрезденер банк», «Винтерсхалль АГ», «Дойче ойл АГ». «Высшая цель «Континен-

тальной нефти» – это подчинение германскому влиянию района Персидского залива и, возможно, других стран, где сегодня доминируют интересы «Ройал-Шелл» [11, с. 27]. «Континентальная нефть» начала управление французской и бельгийской частью акций румынского нефтяного промысла. Реализация целей предприятия зависела от исхода войны. Участники предприятия писали, что «расширение финансовой основы» общества необходимо в расчете на то время, «когда холдинг приступит к решению своих непосредственных задач Предприятие преследует, совершенно очевидно, очень далеко идущие цели» [11, с. 27].

Е.В. Гехт выделяет четыре периода в «нефтяной политике» Германии. Четвертый этап нефтяной политики был связан с войной в СССР. Для начала войны важное стратегическое значение имела нефть Румынии. Й. Антонеску, сравнивая политическое положение и вклад Румынии и Венгрии в военную кампанию Германии на Востоке, утверждал, что положение Румынии намного тяжелее, что Венгрия сумела сохранить наряду с армией и вооружением запасы горючего, а Румыния передала свои резервы, в том числе топливо Германии для продолжения войны.

1941 год был тяжелым и кровопролитным, но он показал бесперспективность расчетов на молниеносную войну, а для длительной войны Германии была нужна нефть, нефть и еще раз нефть! В соответствии с планом Германии «Эдельвейс» войска должны были прорваться к нефтеносным районам Баку через хребты Северного Кавказа. Для ведения войны на южном направлении А. Гитлер не сэкономил резервы. Для захвата Баку были использованы сильнейшие подразделения войск вермахта: группа армий А, оперативная группа «Холлидт», 4-я танковая армия, 49-й горнострелковый корпус горнострелковой дивизии «Эдельвейс», 1-я танковая армия П фон Клейста. Простое перечисление этих сил вермахта уже подчеркивает важность данного направления для дальнейшего хода войны, для захвата нефти Юга России. В целом Германией на южном фронте были задействованы 2 танковые армии, 2 общевойсковые армии, усиленные артиллерией и часть 4-го воздушного флота.

Тяжелейшее положение сложилось под Майкопом. Здесь было сосредоточено 6 танковых дивизий. Стратегия захвата нефтяных районов СССР состояла в том, что за основными боевыми подразделениями вермахта шли спецподразделения, которые состояли из специалистов нефтяников, общей численностью 15 тыс. человек. Специально созданные фирмы «Немецкая нефть на Кавказе», «Ост-Оль», «Карпатен-Оль» должны были распоряжаться драгоценным топливом. Они получали право на разработку месторождений нефти на девять лет. В такой сложной ситуации мало было законсервировать нефтяные скважины, их надо было сделать совершенно недоступными врагу. Зная, что нефтяные скважины будут недоступны, фашистская армия имела специально созданную экономическую инспекцию «А» генерал-лейтенанта Г. Ниденфюра, которая должна была восстанавливать разрушенные нефтяные скважины. Сбрасывать бомбы на нефтяные промыслы, не разрешалось так же, как и советским командованием.

Значение войны на южном направлении усиливалось нахождением в этом регионе нефтяных промыслов. Но захват Майкопа, планы по освоению грозненской нефтью не дали ровным счетом ничего, нефтяные месторождения были совершенно разрушены, прорыв немецко-фашистских войск к городу Грозному не состоялся. Этот регион близко расположен к Турции и Ирану. В начале войны власти Турции заявляли о своей готовности поддержать Германию в войне против СССР. Гитлеровские войска продвигались быстро, войска СССР были в состоянии незавершенной реорганизации. После падения Ростова-на-Дону стратегическими направлениями боевых действий фашистской Германии стали район Закавказья и выхода к Баку, где были основные запасы нефти. К этому моменту почти вся территория Северного Кавказа была занята врагом.

Под угрозой оккупации оказались нефтяные районы Кубани. Майкопская нефть не должна была достаться врагу. Заместитель наркома нефтяной промышленности СССР Н.К. Байбаков был вызван к И. Сталину. Он был назначен уполномоченным ГКО по уничтожению нефтяных скважин и нефтеперерабатывающих предприятий. Перед ним была поставлена задача не допущения использования отечественного стратеги-

ческого сырья врагом. Талантливый нефтяник организовал работу по сохранению нефти и разрушению нефтепроводов и нефтяных предприятий следующим образом: ценное сырье и оборудование, используемое для добычи и переработки нефти, вывозилось в отдаленные районы, не занятые врагом; маломощные скважины полностью уничтожались, а мощные и эффективно работавшие взрывались только в случае безоговорочной уверенности в захвате территории врагом. Эта задача была поручена опытным специалистам, в которую помимо отечественных специалистов вошли профессионалы Великобритании, чей опыт консервации скважин для предотвращения их захвата японцами, планировалось использовать. Фактически способ консервации скважин Н.К. Байбакова не имел аналогов в мире и был единственно возможным к применению в условиях Великой Отечественной войны. Не случайно в работе исследователя периода оккупации Кубани С.Г. Степаненко указаны цифры использованного фашистами ресурса продовольствия сельского хозяйства и ничего не сказано об использовании нефтяных продуктов [12]. Воспользоваться кубанской нефтью фашисты не сумели. Майкопская нефть не досталась врагу. Но вражеские специалисты использовали нефть станиц Ильской и Хадыженской, пробуриив несколько новых маломощных скважин. Значение эта работа имела небольшое, и совсем не могла покрыть потребности врага в стратегически важном сырье. Добытую нефть эффективно уничтожали партизаны. Они ходили в рейды вместе с разведчиками, препятствуя восстановлению фашистскими командами нефтяных промыслов. Кроме того, специалисты-нефтяники входили с партизанские отряды. Вечернее сообщение за 28 августа 1942 года. Партизанский отряд рабочих нефтяников под командованием товарища К., организованный в одном из захваченных немцами районах Северного Кавказа, совершил нападение на обоз противника. Партизаны перебили охрану, захватили повозки с военным имуществом. Группа партизан этого же отряда устроила на дороге засаду и истребила 20 гитлеровцев...» [3, с. 6].

Воодружение фашистских знамен на Эльбрусе было призвано поднять боевой дух армии, продемонстрировать мощь Рейха. Но вместо этого акция немецких горных егерей вызвала приступ гнева бесноватого фюрера, он кричал и требовал нефти, и нефти! Именно нехватка нефти сделала невозможным быстрое наступление на Пятигорск, привела к растяжению коммуникаций, уменьшению активности бомбардировок и даже к длительной паузе в боевых действиях 1942 года.

Командующий 2-й гвардейской армией генерал-лейтенант Р.Я. Малиновский, который впоследствии войдет в любимую им Одессу; в конце декабря 1942 года и угрожающе расположит части армии в районе города Котельникова. Опасаясь окружения гитлеровские войска покинут территорию Северного Кавказа.

Не получив нефти СССР, фашистское командование мстило за свои неудачи интенсивными бомбардировками. Разрушения нефтяных месторождений в Грозном были сильными, но быстрыми темпами восстановились и начали развиваться после Великой Отечественной войны.

Сокрушительное поражение гитлеровских войск под Сталинградом положило конец расчетам на получение нефти СССР и представлениям Гитлера о нефтяном экспорте фашистской Германии.

Литература

1. Байбаков Н.К. Нефтяной фронт. – М. : Газоил пресс, 2006. – 84 с.
2. Валияхметова Г. Иракская нефть в политике великих держав на Ближнем Востоке (1932–1941 гг.) : Автореф. дис. ... д-ра ист. наук. / ин-т востоковедения РАН, 2010. – 47 с.
3. Партизанское движение на Кубани в годы Великой Отечественной войны 1941–1945 гг. [Электронный ресурс] / С.А. Воронина [и др.] // По материалам книги «Огонь войны побеждающие...» – Краснодар : Советская Кубань, 2010. – 256 с. – URL : <http://вдпо.рф/files/Партизаны-%20пожарные%20в%20годы%20ВОВ.pdf> (дата обращения 20.01.2021).
4. Галкин А.А. Германский фашизм. – М. : Наука, 1989. – 352 с.
5. Гехт Е.В. Нефть в политике Германии (1933–1943 гг.) // автореф. дис. ... канд. ист. наук : 07.00.03. – Екатеринбург, 2007. – 22 с.

6. Куманев Г.А. Говорят сталинские наркомы [Электронный ресурс]. – Смоленск : Русич, 2005. – URL : http://militera.lib.ru/h/kymanev_ga2/18.html. (дата обращения 19.01.2021).
7. Малютин Т.П. Румынский нефтяной вопрос в геополитике фашистов: уроки Второй мировой войны // Панорама. – 2013. – № 3 (7). – С. 22–24.
8. Оришев А.Б., Ряполов В.В. Германские миссии на Востоке: от Бисмарка до Гитлера. монография [Электронный ресурс]. – М. : DirectMEDIA, 2016. – 237 с. – URL : https://books.google.ru/books?id=ziSIDAAAQBAJ&pg=PA192&lpg=PA192&dq=Ф.Я.Румянцев+Тайная+война&source=bl&ots=V3sbmrkzrE&sig=ACfU3U2NL1m8_jT2HqzvfFK6hNiG1R81NA&hl=ru&sa=X&ved=2ahUKEwjT04WYyqjuAhVvxIsKHTTZCnEQ6AEwCXoECAYQAg#v=onepage&q=Ф.Я.Румянцев%20Тайная%20война&f=false (дата обращения 19.01.2021).
9. Санталов А.А. Современные проблемы нефти в капиталистических странах: Стенограмма публичной лекции, прочитанной 29 июля 1946 г. в Доме Союзов в Москве [Электронный ресурс]. – М. : Типография газеты «Правда», 1946. – 22 с. – URL : https://books.google.ru/books/about/Современные_проблемы.html?id=dvNAAAAIAAJ&redir_esc=y (дата обращения 19.01.2021).
10. Соболев Е.В. Нефть в ближневосточной политике Германии в 30-е гг. XX в. // Россия и мир: вызовы времени: Материалы Международной научно-практической конференции «Вторая мировая война в зеркале современности». Часть 1. – Уфа : УГНТУ, 2005. – С. 184–195.
11. Степаненко С.Г. Северный Кавказ в оккупационных планах руководства фашистской Германии // Кубанские исторические чтения: материалы Второй всероссийской с международным участием науч.-практ. конференции (г. Краснодар, 26 мая, 2011 г.). – Краснодар : Изд-во ФГБУ «Российское энергетическое об-во», 2011. – С. 67–75.
12. Степаненко С.Г. Ущерб, причиненный экономике Краснодарского края в период оккупации и деятельность краевой комиссии по организации его учета // Кубанские исторические чтения: материалы Первой межвузовской науч.-практ. конференции (г. Краснодар, 14 мая, 2010 г.). – Краснодар: Изд-во ФГБУ «Российское энергетическое об-во», 2010. – С. 85–91.
13. Фурсенко А. Династия Рокфеллеров. Нефтяные войны (конец XIX – начало XX века). – М. : Дело, 2016. – 704 с.
14. Шпирт А.Ю. Минеральное сырье и война. Проблемы обеспечения капиталистических стран минеральным сырьем в первой и второй империалистической войне [Электронный ресурс]. – М. : Политиздат при ЦК ВКП (б), 1941. – 277 с. – URL : http://livelib.biz/avtory_id9131 (дата обращения 19.01.2021).

References

1. Baibakov N.K. The Oil Front. – Moscow : Gasoil press, 2006. – 84 p.
2. Valiakhmetova G. Iraqi oil in the policy of the great powers in the Middle East (1932–1941 gg.) // Autoref. Dr. Sci. of Oriental Studies RAS, 2010. – 47 p.
3. Partisan Movement in Kuban during the Great Patriotic War, 1941–1945. [Electronic resource] / S.A. Voronina [et al.] // On the materials of the book «Winning fire of war...». – Krasnodar : Sovetskaya Kuban, 2010. – 256 p. – URL : <http://вдно.рф/files/Partizens-%20fires%20in%20years%20WAR.pdf> (accessed 20.01.2021).
4. Galkin A.A. German fascism. – М. : Nauka, 1989. – 352 p.
5. Geht E. V. The Oil in German Politics (1933–1943) // Cand. in Philosophy. 07.00.03. – Yekaterinburg, 2007. – 22 p.
6. Kumanev G.A. Saying Stalin's narkoms [Electronic resource]. – Smolensk : Rusich, 2005. – URL : http://militera.lib.ru/h/kymanev_ga2/18.html. (accessed 19.01.2021).
7. Maljutina T.P. Romanian oil question in geopolitics of fascists: lessons of the Second World War // Panorama. – 2013. – № 3 (7). – P. 22–24.
8. Orishev A.B., Ryaplov V.V. German missions in the East: from Bismarck to Hitler. monograph [Electronic resource]. – М. : DirectMEDIA, 2016. – 237 p. – URL : https://books.google.ru/books?id=ziSIDAAAQBAJ&pg=PA192&lpg=PA192&dq=F.Ya.Rumyantsev+Secret+war&source=bl&ots=V3sbmrkzrE&sig=ACfU3U2NL1m8_jT2HqzvfFK6hNiG1R81NA&hl=ru&sa=ru&X&ved=2ahUKEwjT04WYyqjuAhVvxIsKHTTZCnEQ6AEwCXoECAYQAg#v=onepage&q=F.Y.Rumyantsev%20Secret%20War&f=false (accessed 19.01.2021).
9. Santalov A.A. Modern Problems of Oil in Capitalist Countries: Transcript of a Public Lecture, delivered on July 29, 1946, in the House of Unions in Moscow [Electronic resource]. – М. : «Правда» newspaper, 1946. – 22 p. – URL : https://books.google.ru/books/about/current_problems.html?id=dvNAAAAIAAJ&redir_esc=y (accessed 19.01.2021).
10. Sobolev E. V. Oil in the Middle East policy of Germany in the 1930s // Russia and the World: Challenges of Time: Proceedings of the International Scientific-Practical Conference «World War II in the mirror of the present». Part 1. – Ufa : UGNTU, 2005. – P. 184–195.

11. Stepanenko S. G. The North Caucasus in Occupation Plans of Nazi Germany // Kuban Historical Readings: Materials of the Second All-Russian Scientific-Practical Conference with International Participation (May 26, 2011, Krasnodar). – Krasnodar : Russian Power Engineering Society, 2011. – P. 67–75.
12. Stepanenko S.G. The Damage Caused to Economy of Krasnodar Region during the Occupation and the Activity of the Regional Commission for the Organization of its Record // Kuban Historical Readings: Materials of the First Interuniversity Scientific-Practical Conference (May, 14, 2010). – Krasnodar: Publishing house of Russian Energy Society, 2010. – P. 85–91.
13. Fursenko A. Rockefeller Dynasty. Oil wars (late 19th – early 20th century). – М. : Delo, 2016. – 704 p.
14. Spirt A.Yu. Mineral raw materials and war. Problems of Providing Capitalist Countries with Mineral Resources in the First and Second Imperialist Wars [Electronic Resource]. – М. : Politizdat at the Central Committee of the All-Union Communist Party (b), 1941. – 277 p. – URL : http://livelib.biz/avtory_id9131 (accessed 19.01.2021).

УДК 622.767.2

**ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ ЖИВОТНОВОДЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПАРНИКОВОГО ЭФФЕКТА
И СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ**



**PROCESSING OF LIVESTOCK WASTE AS A SOLUTION
TO THE PROBLEM OF THE GREENHOUSE EFFECT
AND A METHOD FOR OBTAINING AN ENERGY SOURCE**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры Оборудования
нефтяных и газовых промыслов
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Ильинский Кирилл Анатольевич

студент,
направления подготовки Нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный технологический университет
kirill771855@mail.ru

Пашуренко Илья Олегович

студент,
направления подготовки Нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный технологический университет
Wiley_fox@mail.ru

Аннотация. В статье описана проблема парникового эффекта, рассмотрены причины и последствия его возникновения. Приведены статистические данные, связанные с нынешними темпами загрязнения атмосферы. Предложен один из способов решения проблемы парникового эффекта путём переработки отходов в биогаз и использования его в качестве энергетического носителя.

Ключевые слова: парниковый эффект; парниковые газы; крупный рогатый скот; метан; углекислый газ; анаэробное сбраживание; кишечная ферментация; биогаз; биометан.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences
Associate Professor,
Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Ilyinsky Kirill Anatolevich

Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
kirill771855@mail.ru

Pashurenko Ilya Olegovich

Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
Wiley_fox@mail.ru

Annotation. The article describes the problem of the greenhouse effect, considers the causes and consequences of its occurrence. Statistical data related to the current rate of atmospheric pollution are presented. One of the ways to solve the problem of the greenhouse effect by processing waste into biogas and using it as an energy carrier is proposed.

Keywords: greenhouse effect; greenhouse gases; cattle; methane; carbon dioxide; anaerobic digestion; intestinal fermentation; biogas; biomethane.

Общие сведения о парниковом эффекте

Парниковый эффект напрямую влияет на климатические условия нашей планеты. Данная экологическая проблема существует уже несколько столетий, но поначалу она не была такой серьёзной и явной. Однако с развитием прогресса увеличилось и количество источников, способствующих парниковому эффекту в атмосфере Земли.

Парниковый эффект – это естественный процесс, который характеризуется тем, что поглощённое так называемыми парниковыми газами в атмосферных слоях солнечное излучение опять возвращается к внутренней поверхности Земли. Из-за парникового эффекта средняя температура поверхности нашей планеты повышается, что является причиной возникновения глобального потепления. И если ситуация в ближайшее время не изменится, то через несколько десятков лет человечество столкнётся с такими природными катаклизмами как изменение климата, опустынивание, затопление низинных областей и повышение уровня моря в результате таяния ледников, сокращение жилых земель, нарушение водно-солевого баланса океанов, изменение траектории движения циклонов, антициклонов и подводных течений, лесные пожары, вымирание ряда животных со слабой способностью к адаптации и т.д. Разрушительные последствия таких катаклизмов сложно переоценить.

Парниковые газы

Причиной парникового эффекта является присутствие в атмосфере Земли парниковых газов. Парниковые газы – газы с высокой прозрачностью в видимом диапазоне и высоким поглощением в среднем и дальнем инфракрасном диапазонах. Основными парниковыми газами Земли являются: водяной пар, углекислый газ, метан и озон (в порядке их оцениваемого воздействия на тепловой баланс).

Таблица 1 – Парниковые газы

Газ	Формула	Вклад в парниковый эффект, %	Концентрация в атмосфере
Водяной пар	H ₂ O	36–72	–
Углекислый газ	CO ₂	9–26	405,5 ± 0,1 ppm
Метан	CH ₄	4–9	1859 ± 2 ppb
Озон	O ₃	3–7	–
Оксид азота	N ₂ O	–	329,9 ± 0,1 ppb

Водяной пар

До 70% «эффекта парника» приходится на долю газа естественного происхождения. Увеличение количества водяного пара прямо пропорционально повышению температуры воздуха. Это замкнутый круг, в котором есть и благоприятное действие. Формирование облачной массы защищает атмосферу от солнечных лучей, предотвращая её перегрев.

Углекислый газ

Источниками углекислого газа в атмосфере Земли являются вулканические выбросы, жизнедеятельность биосферы, деятельность человека.

По последним научным данным основным источником углекислого газа в атмосфере являются антропогенные источники, такие как: сжигание ископаемого топлива и сжигание биомассы, включая сведение лесов.

Определённый процент от общего количества поглощается лесами, но как источника очищения воздуха их уже не хватает.

Метан

Вторым по распространённости значится парниковый газ метан. Основными антропогенными источниками метана являются животноводство, рисоводство, горение биомассы, утечка из систем добычи и хранения природного газа.

Тенденции изменения концентрации парниковых газов

Увеличение концентрации парниковых газов прослеживается с начала индустриальной эпохи, а по состоянию на 2019 год она превышает доиндустриальный уровень в 2,5 раза.

Так, для демонстрации роста концентрации диоксида углерода и метана в атмосфере Земли, проанализируем уровень содержания парниковых газов над центром Европейской части России. Для анализа использовались данные систематических измерений CO₂ и CH₄, выполняемых на станции Обнинск.

Результаты измерений парниковых газов в приземном слое атмосферы представлены в виде динамики многолетней изменчивости средних годовых значений концентраций для CO₂ и CH₄.

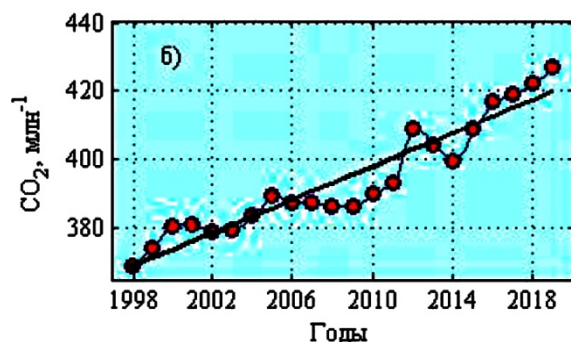


Рисунок 1 – Изменение концентрации CO₂

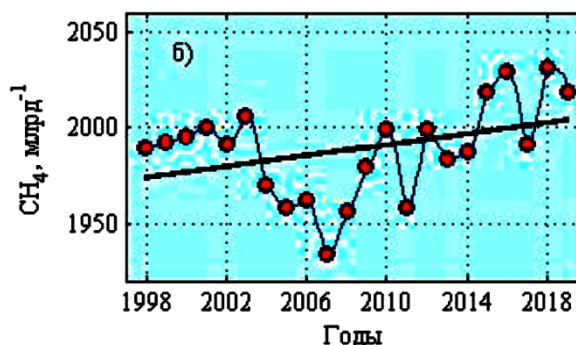


Рисунок 2 – Изменение концентрации CH₄

Тенденция углекислого газа к росту сохранилась. Величина тренда среднегодовых концентраций CO₂ за время наблюдений с 1998 по 2019 гг. составила $2,4 \pm 0,6$ млн⁻¹ в год, что соответствует в пределах погрешности результатам расчётов скорости роста CO₂ по глобально-усреднённым данным за период 01.1998 – 09.2019 гг. ($2,08 \pm 0,13$ млн⁻¹ в год). Для периода 1998–2019 гг. линейный тренд метана на ст. Обнинск составил $1,4 \pm 0,8$ млрд⁻¹ в год, тогда как значение линейного тренда для глобально-усреднённых концентраций CH₄ за 01.1998–09.2019 гг. составило $4,6 \pm 0,3$ млрд⁻¹ в год.

«Парниковый потенциал» метана

Время жизни метана в атмосфере составляет примерно 10 лет. Сравнительно короткое время жизни в сочетании с большим парниковым потенциалом позволяет пересмотреть тенденции глобального потепления в ближайшей перспективе.

До последнего времени считалось, что парниковый эффект от метана в 25 раз сильнее, чем от углекислого газа. Однако теперь Межправительственная группа экспертов по изменению климата ООН (IPCC) утверждает, что «парниковый потенциал» метана ещё опаснее, чем оценивалось раньше. Как следует из доклада IPCC, который цитирует Die Welt, в расчёте на 100 лет парниковая активность метана в 28 раз сильнее, чем у углекислого газа, а в 20-летней перспективе – в 84 раза. Связано это с тем, что молекула метана имеет более сложную структуру, чем углекислый газ. В связи с этим, при перемешивании с другими парниковыми газами в атмосфере молекула метана приобретает большую электрическую полярность. Благодаря этому свойству молекула метана гораздо сильнее впитывает тепловое, длинноволновое излучение от Земли. Таким образом, метан имеет наиболее опасный «парниковый потенциал», и его влияние на экологию и климат требует гораздо большего внимания, чем на данный момент.

Связь выбросов метана с животноводческим комплексом

Основным фактором увеличения концентрации метана является деятельность человека. Так, по последним данным, в течение 2019 года около 360 миллионов тонн (60 %) метана во всём мире было выброшено в результате деятельности человека, в то время как естественные источники внесли около 230 миллионов тонн (40 %).

Около одной трети (33 %) антропогенных выбросов приходится на выбросы газа при добыче и доставке ископаемого топлива, в основном из-за вентиляции и утечек газа через продувочные свечи при пусках газа в газопровод.

Не менее крупным источником является животноводство (30 %), в первую очередь, из-за кишечной ферментации жвачных животных, таких как крупный рогатый скот, свиньи, козы и овцы. Выработка метана является частью нормального пищеварения домашнего скота. Кроме того, этот газ образуется при хранении или обработке навоза.

Потоки бытовых отходов жизнедеятельности человека стали третьей основной категорией (18 %).

Растениеводство составляет четвертую группу (15 %), причём наибольший вклад вносит производство риса.

Но стоит обратить внимание на то, что в энергетическом комплексе подавляющее количество стационарных источников выбросов метана (около 70 %) являются организованными, и контролю за превышением установленных нормативов предельно допустимых выбросов уделяется в последнее время всё больше внимания. Происходит модернизация оборудования, используемого для добычи, хранения и транспортировки нефти и природного газа, которое может уменьшить большинство утечек вредоносного газа.

В то время как выбросы метана в животноводческом секторе носят хаотичный и неуправляемый характер, во многих экономически развитых и развивающихся странах контролю за выбросами метана в животноводческом секторе практически не уделяется внимания. Так, например, в Российской Федерации, где доля сельского хозяйства в валовой добавленной стоимости составляет 4,5 %, а объём сельскохозяйственного производства составляет около 5,7 трлн. рублей, абсолютно не практикуются методы по уменьшению выбросов метана от кишечной ферментации жвачных животных.

Эти факты наводят на мысль о том, что животноводство скрывает под собой наиболее опасные последствия для атмосферы, чем нефтегазовая промышленность. Поэтому разработка стратегии по уменьшению выбросов метана в животноводческой промышленности является необходимой.

Концепция переработки навоза в биогаз

Одним из способов уменьшения выбросов метана в животноводческом комплексе является переработка навозных стоков в удобрения и биогаз. Подобная концепция вызывает больший интерес к проблеме загрязнения окружающей среды. Ведь этот интерес обусловлен экономической выгодой в сфере энергетики. Поэтому развитие технологий переработки навоза в биогаз имеет особенное значение не только для экологии, но и для энергетики.

Одним из наиболее эффективных путей рационального использования навоза и навозных стоков животноводческих ферм является их анаэробное сбраживание – способ обезвреживания жидкого навоза и сохранения его как удобрения при одновременном получении биогаза.

Процесс образования биогаза

Биогаз представляет собой газовую смесь, которая образуется из органических субстанций в результате анаэробного и микробиологического процессов. Он состоит из 50–70 % метана (CH_4), 30–40 % углекислого газа (CO_2) и небольшого количества сероводорода (H_2S), аммиака (N_2), водорода (H_2) и оксида углерода (CO).

Использование метода анаэробного сбраживания предполагает понимание процесса образования биогаза.

Образование биогаза происходит в 4 стадии:

Гидролизная фаза. Во время протекания этой фазы в результате жизнедеятельности бактерий устойчивые субстанции (протеины, жиры и углеводы) разлагаются на простые составляющие (например, аминокислоты, глюкоза, жировые кислоты).

Кислотообразующая фаза. Образованные во время предыдущей фазы простые составляющие разлагаются на органические кислоты (уксусная, пропионовая, масляная), спирт, альдегиды, водород, диоксид углерода, а также такие газы как аммиак и сероводород. Этот процесс протекает до тех пор, пока развитие бактерий не замедлится под воздействием образованных кислот.

Ацетогенная фаза. Под воздействием ацетогенных бактерий из образованных во время рассмотренной выше фазы кислот вырабатывается дополнительно уксусная кислота.

Метаногенез. Уксусная кислота разлагается на метан, углекислый газ и воду.

Как правило, для хранения и переработки отходов сельскохозяйственной промышленности применяют системы, способствующие возникновению условий, соответствующих условиям образования биогаза.

Установка для получения биогаза

На сегодняшний день применяются различные варианты технологических схем биогазовых станций – в зависимости от типов и количества видов применяемых субстратов. Использование предварительной подготовки, зачастую, позволяет добиться увеличения скорости и степени распада сырья в биореакторах и увеличения общего выхода биогаза. В случае применения нескольких субстратов, отличающихся свойствами, например, жидких и твёрдых отходов, их накопление, предварительная подготовка (разделение на фракции, измельчение, подогрев, гомогенизация, биохимическая или биологическая обработка и пр.) проводится отдельно, после чего они либо смешиваются перед подачей в биореакторы, либо подаются отдельными потоками.

В состав структурной схемы типичной биогазовой установки входят (рис. 3):

- система приёма и предварительной подготовки субстратов;
- система транспортировки субстратов в пределах установки;
- биореакторы (ферментеры) с системой перемешивания;
- система обогрева биореакторов;
- система отвода и очистки биогаза от примесей сероводорода и влаги;
- накопительные ёмкости сброженной массы и биогаза;
- система программного контроля и автоматизации технологических процессов.



Рисунок 3 – Схема биогазовой установки

Технологические схемы биогазовой установки бывают различными в зависимости от вида и числа перерабатываемых субстратов, от вида и качества конечных целевых продуктов и др. Наиболее распространёнными на сегодняшний день являются схемы с одноступенчатым сбраживанием нескольких видов субстратов, одним из которых обычно является навоз. С развитием биогазовых технологий применяемые технические решения усложняются в сторону двухступенчатых схем, что в ряде случаев обосновано технологической необходимостью эффективной переработки отдельных видов субстратов и повышением общей эффективности использования рабочего объёма биореакторов.

Эффективность биогазовой установки

Эффективное производство биогаза возможно лишь в случае, когда суммарная энергия полученного биогаза будет значительно превышать расходы энергии на его производство, т.е. должно выполняться условие получения биогаза, которое в общем виде может быть представлено как:

$$m_{бм} = m_{бг} - \frac{q}{w},$$

где $m_{бм}$ – количество товарного биогаза (после учета затрат), m^3 ; $m_{бг}$ – общее количество полученного биогаза, m^3 ; q – расход энергии на собственные нужды установки, $кДж$; w – теплотворная способность биогаза, $кДж/м^3$.

Таким образом, товарный биогаз является свободным энергоносителем, который может использоваться во многих бытовых и промышленных сферах, а также в качестве газомоторного топлива.

Важность и полезность биогаза как газомоторного топлива

Биогаз широко применяется как горючее топливо в Германии, Дании, Китае, США и других развитых странах. Он подается в газораспределительные сети, используется в бытовых целях и в общественном транспорте. Сегодня начинается широкое внедрение биогазовых технологий на рынках СНГ и Прибалтики. Причиной такой популярности биогаза является его экологичность и выгодность по сравнению с нефтяными моторными топливами.

Для получения биометана из биогаза удаляется CO_2 и другие примеси, после чего получаемый газ имеет практически однородный состав, содержащий до 96–98 % CH_4 . Биометан во многом соответствует природному газу, прежде всего, по процентному содержанию метана, количество которого в нём колеблется от 95 до 98 % от общего объёма. Биометан, как моторное топливо, имеет высокую теплоту сгорания 50–55 МДж/кг и октановое число – 110, что превышает аналогичные характеристики бензина, которые, соответственно, равны 44 МДж/кг и 72–85.

На основе этих данных можно сравнить расход биометана с расходом бензина. Для того чтобы произвести расчёт, необходимо учесть плотность каждого вида топлива. Вычислим энергию единицы объёма каждого из этих видов топлива. Метан имеет плотность $0,71 \text{ кг/м}^3$, соответственно его энергия равна 39 МДж/м^3 . Энергия бензина с плотностью $0,73 \text{ кг/л}$ составляет 32 МДж/л . Вычисления приводят нас к выводу, что 1 литр бензина эквивалентен $0,82 \text{ м}^3$ метана. Это значит, что метановый расход на 18 % меньше, чем бензиновый. В данном расчёте не учитываются конструкция, предназначение и режим движения автомобиля. Сравнение экономичности метан / бензин приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение экономичности метан / бензин

Вид транспорта	Вид топлива	Расход топлива на 100 км пробега, m^3 , л.	Стоимость топлива на рынке, руб./ m^3 ; руб./л	Затраты на топливо при годовом расходе 30000 км, руб.	Экономия на разнице в стоимости топлива, руб./год.
легковой автомобиль	метан	8	17	40800	94200
	бензин	10	45	135000	

Также к преимуществам биометана по отношению к другим видам горючего топлива можно отнести его экологичность. По сравнению с нефтяными моторными топливами биометан имеет более высокую детонационную стойкость, что позволяет в двигателях внутреннего сгорания снижать концентрацию вредных веществ в отработан-

ных газах и уменьшать количество отложений в двигателе. Ввиду отсутствия жидкой фазы масляная плёнка с цилиндров двигателя не смывается, износ деталей цилиндропоршневой группы уменьшается в два раза и, соответственно, возрастает надёжность и долговечность двигателя. Анализ результатов исследований токсичности газобаллонных автомобилей, проведённых за рубежом, показывает, что при замене бензина на биометан выброс токсических веществ (г/км) в атмосферу города снизился: по оксиду углерода в 5–10 раз, углеводородам – в 3 раза, окислам азота – в 1,5–2,5 раза, ПАУ – в 10 раз, дымности – в 8–10 раз в зависимости от типа автомобиля.

Заключение

Проблема парникового эффекта очевидна, и её решение с помощью метода анаэробного сбраживания является достаточно перспективным, так как при одновременной переработке отходов и уменьшении выбросов метана в атмосферу происходит получение относительно экологичного и недорогого источника энергии.

О выгодности и эффективности данного метода можно будет объективно судить только при достаточной изученности процесса образования биогаза и наличии научно обоснованных методов построения технологических линий биогазовой установки.

Литература

1. ОАО «Севернефтегазпром». Экологический отчёт за 2019 год.
2. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет). Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2019 год.
3. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.] – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Запорожец Е.П. [и др.] Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
5. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
6. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
7. Брижань В.В., Шиян С.И. Оценка экономической эффективности от перевода грузового автотранспорта на компримированный природный газ в качестве моторного топлива // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 300–314.
8. Диоманде Бле Хьюге, Савенок О.В. Характеристика системы сбора и подготовки скважинной продукции на морском месторождении Блок 63 // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 47–57.
9. Газификация удалённых населённых пунктов регионов России с применением передвижных автогазозаправщиков / В.И. Дунаев [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Наука. Новое поколение. Успех» (28 марта 2020 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – С. 33–36.
10. Кусов Г.В. Проведение экологической экспертизы проектов в Российской Федерации и правовые аспекты реализации предложенного механизма // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 207–230.
11. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Анализ состояния рынка нефти и возможные пути его развития в современном мире // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 164–177.
12. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Экологическая экспертиза, экологическое аудирование и оценка воздействия на окружающую среду // Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов II Международной научно-практической конференции (31 января – 01 февраля 2020 года, г. Армавир). Секция 5 «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2020. – С. 338–342.
13. Кусов Г.В. Анализ технологических решений утилизации попутного нефтяного газа // наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 158–82.
14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Низконапорный нефтяной газ: объёмы добычи и осложнения, возникающие при его сборе и подготовке // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 69–76.
15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Принцип сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 77–82.

16. Кусов Г.В., Савенок О.В. Технологии сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на примере нефтесборного пункта «Романово» (г. Калининград) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 83–88.
17. Линская С.В. Современные технологии транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 97–99.
18. Майстренко А.Ю., Курис Ю.В., Власенко В.Н. Эффективность способов повышения получения биоэнергетического топлива // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 4 (74). – С. 48–54.
19. Романько В.А., Григулецкий В.Г. Об одной проблеме добычи низконапорного газа (часть 1) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 4. – С. 27–33.
20. Романько В.А., Григулецкий В.Г. Об одной проблеме добычи низконапорного газа (часть 2) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 5. – С. 31–38.
21. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.
22. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.
23. Энергетическое обоснование использования биогаза / А.Г. Фиापшев [и др.] // Известия горского государственного аграрного университета. – 2014. – Т. 51. – № 4. – С. 207–211.
24. Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А., Галанин И.А. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.
25. Шиян С.И., Дунаев В.И. Особенности проектирования и строительства компрессорной станции «Кубанская» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 278–290.
26. Возможности расширения системы газоснабжения удалённых населённых пунктов регионов России с помощью автономных систем газоснабжения / С.И. Шиян [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 6. – С. 225–228.
27. Решение проблем газификации регионов России путём создания автономных систем газоснабжения / С.И. Шиян [и др.] // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности: сборник трудов XVIII Международной научно-технической конференции «Чтения памяти В.Р. Кубачека», проведённой в рамках Уральской горнопромышленной декады (02–03 апреля 2020 года, г. Екатеринбург). – Екатеринбург : Уральский государственный горный университет, 2020. – С. 182–185.
28. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
29. Запорожец Е.П., Савенок О.В. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620592. Заявка № 2014620261. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 22 апреля 2014 г.

References

1. Severneftegazprom. Environmental report for 2019.
2. Federal Service for Hydrometeorology and Environmental Monitoring (Roshydromet). Report on the features of the climate in the territory of the Russian Federation for 2019.
3. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students / A.I. Bulatov [et al.] – Krasnodar : LLC Prosveshchenie – Yug, 2011. – 603 p.
4. Regular processes and equipment in the technology of collection, preparation and processing of oil and natural gases: a training manual / E.P. Zaporozhets [et al.] – Krasnodar: LLC «Publishing House – Yug», 2012. – 620 p.
5. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novochechensk : SRHPU (NPI), 2015. – 322 p.
6. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
7. Brizhan V.V., Shiyani S.I. Assessment of economic efficiency from the transfer of trucks to compressed natural gas as motor fuel // Science. Technics. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 300–314.
8. Diomande Ble Hyuge, Savenok O.V. Characteristics of the system of collection and preparation of well products in the offshore field Block 63 // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 47–57.

9. Gasification of remote settlements in Russian regions with the use of mobile gas tankers / V.I. Dunayev [et al.] // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Science. New Generation. Success» (March 28, 2020, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – P. 33–36.
10. Kusov G.V. Environmental assessment of projects in the Russian Federation and legal aspects of the implementation of the proposed mechanism // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 207–230.
11. Kusov G.V., Povarova L.V. Analysis of the state of the oil market and possible ways of its development in the modern world // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 2. – P. 164–177.
12. Kusov G.V., Povarova L.V. Environmental expertise, environmental auditing and environmental impact assessment // Science and technology in oil and gas business: collection of abstracts of II International Scientific and Practical Conference (January 31 – February 01, 2020, Armavir). Section 5 «Environmental protection in oil and gas complex». – Krasnodar : Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «KubGTU», 2020. – P. 338–342.
13. Kusov G.V. Analysis of technological solutions for the utilization of associated petroleum gas // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 158–182.
14. Kusov G.V., Savenok O.V. Low-pressure oil gas: extraction volumes and complications arising during its collection and preparation // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 69–76.
15. Kusov G.V., Savenok O.V. Principle of collection and preparation of low-pressure oil gas using hydraulically driven jet compressor units // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 77–82.
16. Kusov G.V., Savenok O.V. Technology of collection and preparation of low pressure oil gas with the use of hydraulic drive jet compressor units by the example of oil gathering station «Romanovo» (Kaliningrad) // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 83–88.
17. Linskaya S.V. Modern Technologies of transport and storage of oil, gas and refined products // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 97–99.
18. Maistrenko A.Y., Kuris Y.V., Vlasenko V.N. Effectiveness of Methods to Increase Production of Bioenergy Fuel // Energy Saving. Energetics. Ergoaudit. – 2010. – № 4 (74). – P. 48–54.
19. Romanko V.A., Griguletsky V.G. On one problem of low pressure gas extraction (part 1) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 4. – P. 27–33.
20. Romanko V.A., Griguletsky V.G. About one problem of low pressure gas extraction (part 2) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 5. – P. 31–38.
21. Savenok O.V. Prospects for rational use of associated petroleum gas in Russia // Gas Industry. Special issue of the journal «Gas Industry»: Higher education science for oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
22. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies for processing and effective use of associated petroleum gas // Oil. Gas. innovations. – 2013. – № 10. – P. 64–71.
23. Energy rationale for the use of biogas / A.G. Fiapshhev [et al.] // Proceedings of the Mountain State Agrarian University. – 2014. – Vol. 51. – № 4. – P. 207–211.
24. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of the impact of gas purification from carbon dioxide on its transportation through main gas pipelines // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 4. – P. 74–77.
25. Shiyan S.I., Dunaev V.I. Features of the design and construction of the compressor station «Kubanskaya» // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 278–290.
26. Possibilities of expanding the gas supply system of remote settlements in Russian regions through autonomous gas supply systems / S.I. Shiyan [et al.] // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 6. – P. 225–228.
27. Solving the problems of gasification of Russian regions through the creation of autonomous gas supply systems / S.I. Shiyan [et al.] // Technological Equipment for Mining and Oil and Gas Industry: Proceedings of XVIII International Scientific and Technical Conference «Readings in memory of V.R. Kubachek», held within the Ural mining decade (02–03 April 2020, Ekaterinburg). – Yekaterinburg : Ural State Mining University, 2020. – P. 182–185.
28. Shiyan S.I., Omelchenko N.N. Re-engineering Options for Reconstruction of Production Facilities of the System of Collection, Transportation and Treatment of Oil, Gas and Water of the Ivanovskoye Field // Engineer-Neftyanik. – 2020. – № 3. – P. 34–42.
29. Zaporozhets E.P., Savenok O.V. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of oil and natural gases. Certificate of state registration of the database № 2014620592. Application № 2014620261. Date of receipt March 12, 2014. Date of state registration in the Register of databases April 22, 2014.

УДК 622.276.054.2

**АНАЛИЗ ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УШГН,
НА САСИМОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF PRODUCTION CAPABILITIES
AND TECHNOLOGICAL MODES OF WELLS
EQUIPPED WITH INSTALLATION OF A SUCKER ROD PUMP
ON THE SASIMOVSKOYE OIL FIELD**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования
нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Слепцов Александр Алексеевич

студент направления подготовки нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
sleptsov.aa00@gmail.com

Суховерова Полина Александровна

студентка направления подготовки нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
polina.suxoverova.00@bk.ru

Аннотация. Информация по борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин является актуальной и полезной, поскольку каждый нефтепромысел сталкивается с проблемами, связанными с осложнениями, возникающими в процессе добычи. Именно из-за осложнений, возникающих при добыче нефти, снижается межремонтный период и межочистной период работы насосного оборудования, дебит добывающих скважин, пропускная способность нефтепроводных коммуникаций, происходят преждевременные поломки различного оборудования, возникает необходимость во внеплановых ремонтах, что впоследствии приводит к снижению уровня добычи и дополнительным затратам. Именно поэтому следует оказывать пристальное внимание методам борьбы и предотвращения осложнений, проводить исследования и выявлять новые методы борьбы и предотвращения обложений, а также повышать эффективность уже имеющихся методов, так как с экономической точки зрения активно бороться и стараться предотвращать отрицательные воздействия осложнений выгодно.

Ключевые слова: установка штангового глубинного насоса; осложнения, возникающие при добыче нефти; методы борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УШГН; отложение парафина и солей; влияние газа на работу ШГН; борьба с отложением солей; работа ШГН в искривлённых скважинах.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Sleptsov Alexander Alekseevich

Student Training Direction,
Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
sleptsov.aa00@gmail.com

Sukhoverova Polina Alexandrovna

Student Training Direction,
Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
polina.suxoverova.00@bk.ru

Annotation. Information on combating complications in the operation of wells is relevant and useful, as each oil field faces problems associated with complications arising in the production process. It is because of the complications arising during oil production that the inter-repair period and the inter-cleaning period of the pumping equipment operation, production well flow, oil pipeline communication capacity, premature failure of various equipment are reduced, there is a need for unscheduled repairs, which subsequently leads to a decrease in production and additional costs. That is why it is necessary to pay close attention to methods of struggle and prevention of complications, to conduct research and to identify new methods of fighting and preventing complications, and to increase the effectiveness of the methods already available, since it is profitable to actively fight and try to prevent the negative effects of complications.

Keywords: installation of a sucker rod pump; complications arising from oil production; methods of dealing with complications during the operation of wells equipped with sucker rod pumps; deposition of paraffin and salts; gas influence on sucker rod pumping unit operation; combating salt deposition; sucker rod pumping in deviated wells.

Характеристика используемого оборудования на Сасимовском месторождении

Для расчёта анализа добывных возможностей и технологических режимов скважин, а также для анализа эффективности дополнительного оборудования, предназначенного для предотвращения или борьбы с осложнениями, необходимо дать характеристику УШГН и дополнительного оборудования, предназначенного для предотвращения или борьбы с осложнениями, которое может использоваться совместно с УШГН.

УШГН (установка штангового глубинного насоса)

Штанговые насосные установки предназначены для подъёма жидкости из скважины на поверхность.

На рисунке 1 изображён станок-качалка со штангоглубинным насосом с обозначением основных узлов.

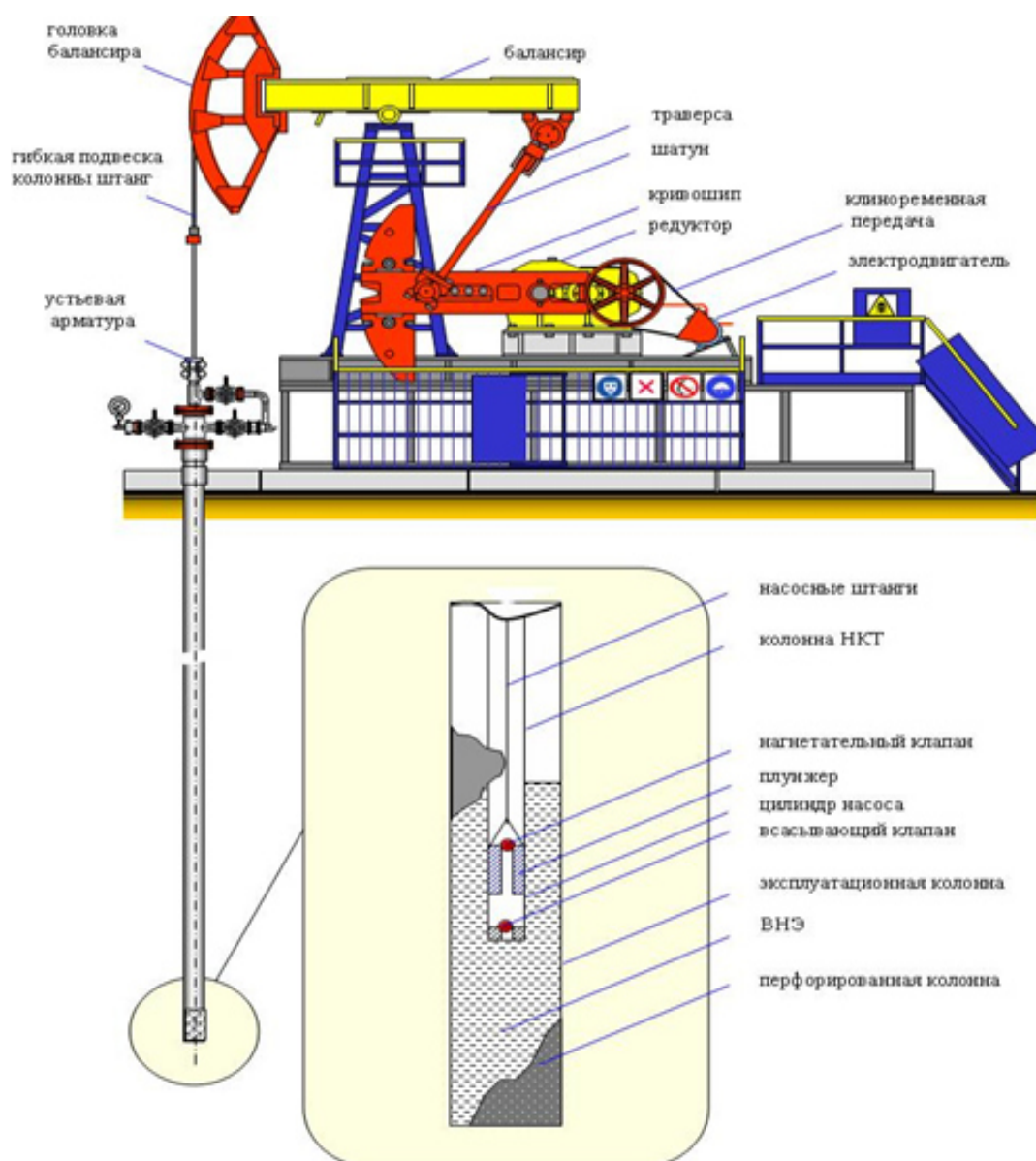


Рисунок 1 – Станок-качалка со штангоглубинным насосом

На долю штангового насосного способа в нашей стране приходится 70 % действующего фонда скважин, которые обеспечивают до 30 % общего объёма добычи нефти.

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта и коэффициента продуктивности скважины подача штанговых насосных установок изменяется от нескольких десятков килограммов до 200 и более в сутки.

На Сасимовском месторождении эксплуатация нефтяных скважин штанговыми глубинными насосами является наиболее распространённым способом добычи нефти.

Глубинная насосная установка состоит из насоса, находящегося в скважине, и станка-качалки, установленного на поверхности.

Плунжерный насос приводится в действие от станка-качалки, где вращательное, получаемое от двигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру через колонну штанг.

При ходе плунжера вверх под ним снижается давление и жидкость из межтрубного пространства через открытый всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный открывается, и жидкость из цилиндра переходит в подъёмные трубы. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ повышается, жидкость доходит до устья скважины и через тройник переливается в выкидную линию.

Глубинный штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции, приспособленный для работы в скважинах на большой глубине. Поэтому такие насосы называются глубинными штанговыми насосами.

Цилиндр насоса укреплен на конце спущенных в скважину насосно-компрессорных труб, а плунжер подвешен на колонне штанг, самая верхняя штанга соединена с головкой балансира станка-качалки гибкой подвеской.

Колонна насосно-компрессорных труб, по которой жидкость от насоса поднимается на поверхность, заканчивается на устье тройником. В верхней части тройника имеется сальниковое устройство, предназначенное для предотвращения утечки жидкости вдоль движущегося сальникового штока, а в средней части – боковой отвод, по которому жидкость из скважины направляется в выкидную линию.

В механизме станка-качалки вращение вала электродвигателя через понижающую трансмиссию подаётся на вал кривошипов и при помощи кривошипов и шатунов преобразуется в качательное движение балансира. Возвратно-поступательное движение точки подвеса штанг и, следовательно, плунжера насоса создаётся качанием балансира относительно его опоры.

Глубинные штанговые насосы по конструкции и способу установки в скважине подразделяются на две основные группы: невставные (трубные) и вставные насосы. Невставные (трубные) насосы характеризуются тем, что их основные узлы (цилиндр и плунжер) спускаются в скважину раздельно. Вставной же насос спускают в скважину в собранном виде на насосных штангах и извлекают его на поверхность также в собранном виде путём подъёма насосных штанг.

Насосные штанги предназначены для передачи движения от станка-качалки к плунжеру глубинного насоса. Они представляют собой стальные стержни крупного сечения. Изготавливаются диаметром 16, 19, 22, 25 и 32 мм. Средняя длина штанги 8 м.

Для подвески насосных труб (с целью направления продукции скважины в выкидную линию), герметизации устья, а также обеспечения отбора газа из затрубного пространства на устье скважины устанавливают специальное оборудование.

Устьевое оборудование скважины состоит из план-шайбы и тройника-сальника.

Жидкость, подаваемая насосом, направляется через боковой отвод тройника в выкидную линию и далее в замерную или газосепарационную установку.

На выкидной и газоотводящей линиях устанавливают задвижки и обратные клапаны, обеспечивающие контроль за движением продукции и исключаящие возможность перетекания жидкости из выходных линий в скважину.

Характеристика АСПН-1

Технология применения АСПН-1

Метод теплового воздействия на поток добываемой жидкости – наиболее перспективное направление для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО). Суть метода заключается в использовании линейного нагревателя для про-

грева ствола скважины с целью поддержания температуры потока жидкости на 5-10 градусов выше температуры насыщения нефти парафином.

Область применения линейных нагревателей:

- добыча нефти из скважин, осложнённых гидратообразованиями;
- добыча высоковязкой нефти и эмульсий;
- добыча нефти с высокой температурой кристаллизации парафина и потери текучести;

• добыча нефти, если химическая и магнитная обработка не рекомендуется;

• предотвращение замерзания воды в системах поддержания пластового давления.

Линейный нагреватель (АСЛН) предназначен для:

- обеспечения и поддержания заданной температуры жидкости;
- контроля распределения теплового поля и затрубного давления по стволу нефтескважин и нагнетательных скважин, в первую очередь, осложнённых отложениями солей и АСПВ;

- для уменьшения тепловых потерь в путевых трубопроводах и резервуарах.

Линейный нагреватель состоит из нагревательной и электронной частей.

Нагревательная часть предназначена для обеспечения заданной температуры жидкости внутри колонны НКТ и передачи сигнала от электронной части к датчикам и обратно.

Электронная часть предназначена для обеспечения заданной температуры жидкости внутри колонны НКТ путём управления работой нагревательной части, а также контроля теплового поля и давления в затрубном пространстве скважины. Линейный нагреватель позволяет осуществлять высокоточные измерения температуры (до 0,001 градуса) и давления в нескольких десятках точек контроля как внутри колонны НКТ, так и в затрубном пространстве и на наружной поверхности одновременно, что весьма важно для гидродинамических исследований и мониторинга работы скважин.

В память микропроцессорного блока управления нагревательной частью заносятся граничные значения температуры жидкости внутри колонны НКТ, при которых происходит включение и выключение АСЛН. Замер температуры продолжает непрерывно производиться до тех пор, пока значения температуры не войдут в пределы граничных. Только после этого микропроцессорный блок управления нагревательной частью вырабатывает сигнал на подключение нагревательной части к источнику питания.

На рисунке 2 изображена компоновка спуска греющего кабеля.

Блок подачи реагента (БПР) входит в состав ОПР.

Назначение: БПР предназначено для регулируемой подачи реагента в зону приёма глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство, а также в трубопровод нефтесбора. Температура окружающего воздуха от минус 60 до плюс 40°С. БПР изготовлен в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения I, по ГОСТ 15150-69.

Показатели надёжности:

- средняя наработка на отказ, не менее 3350 часов;
- установленный ресурс до капитального ремонта, не менее 25000 часов;
- покупные комплектующие согласно эксплуатационной документации.

На рисунке 3 представлена схема УБПР.

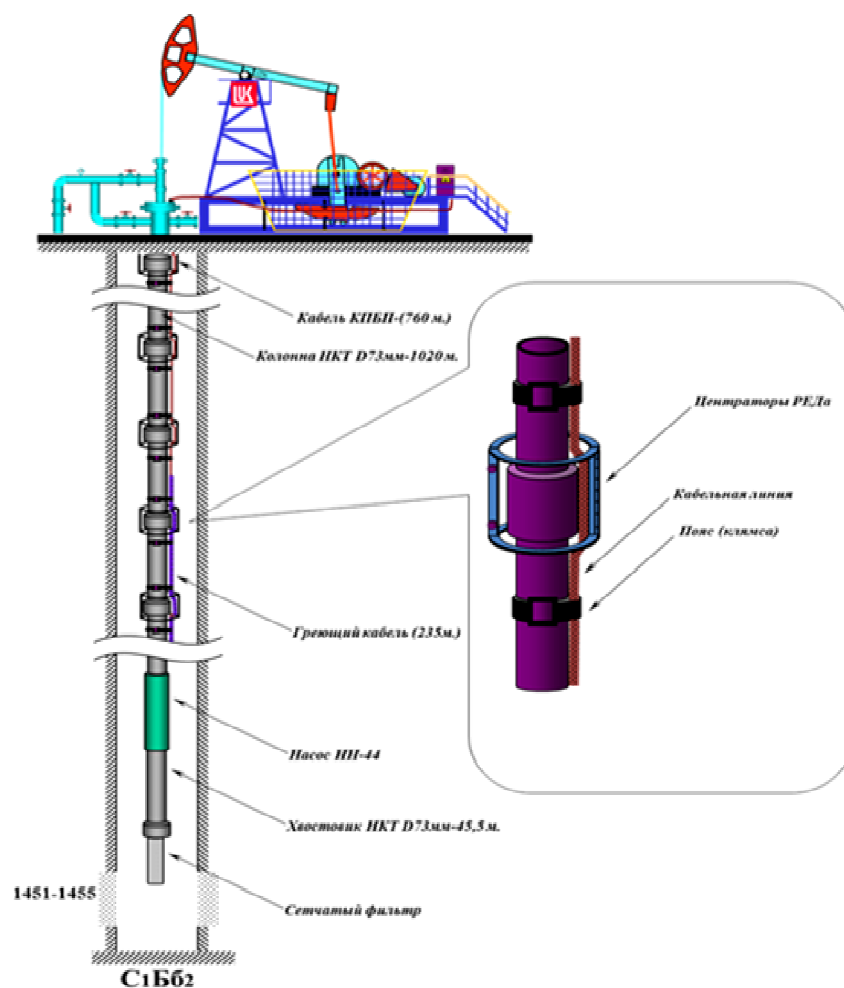


Рисунок 2 – Компоновка спуска греющего кабеля

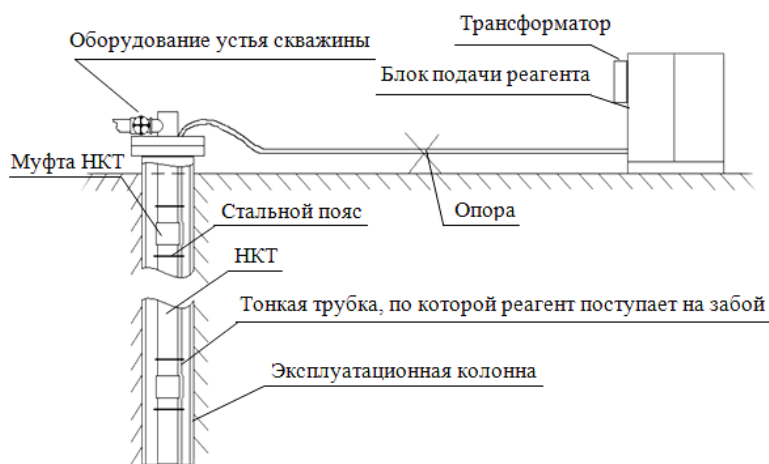


Рисунок 3 – Схема УБП

Характеристика ДРГ-1

Дозатор предназначен для объёмного дозирования ингибиторов парафиноотложения, коррозии и деэмульгаторов из контейнерных труб, подвешенных к штанговому насосу в скважинах с обсадной колонной 146 мм.

Техническая характеристика:

- подача при 10 качаниях в минуту, $\text{дм}^3/\text{сут.}$:
 - минимальная – 0,5;
 - максимальная – 5,0;
- максимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ – 100;

- диаметры присоединённых резьб по ГОСТ 633, мм:
 - для контейнерных труб – 89;
 - для фильтра насоса – 73;
- габаритные размеры, мм:
 - диаметр максимальный (в свободном положении) – 136;
 - длина устройства дозирования – 410;
 - длина крышки контейнера – 25;
- масса комплекта – 25 кг.

Характеристика МАС-2

Использование МАС даёт следующие преимущества:

- продолжительность работы магнитного аппарата от 5 и более лет;
- не требует затрат в какой-либо форме (ни затрат на энергию в любой форме, ни использования каких-либо химических элементов);
- экологически безопасен.

Магнитный аппарат представляет собой цилиндр – длиной 1600 мм, с наружным диаметром 108 мм и внутренним диаметром от 50 до 60 мм.

С обеих сторон оборудован патрубками с муфтами из НКТ, диаметром 60 мм, длиной 50 мм – для крепления в колонне НКТ (рис. 4).

Добываемая жидкость, проходя через магнитный аппарат, подвергается омагничиванию. Магнитная активация приводит к изменению межмолекулярных взаимодействий в нефти и появлению новых свойств (происходит изменение динамики роста кристаллов парафина, вследствие чего нарушаются связи между ними, ведущие к образованию и росту более крупных образований). По лабораторным данным магнитная память может сохраняться от нескольких часов до суток и является функцией, пропорциональной напряженности магнитного поля – с чем мы и столкнулись в период испытаний.

Основным критериями подбора скважин под оснащение магнитными аппаратами следующие:

- отложение парафина на глубинном оборудовании;
- низкий МОП;
- низкий МРП;
- подъездные пути.

На рисунке 4 изображён магнитный аппарат (МАС-1).

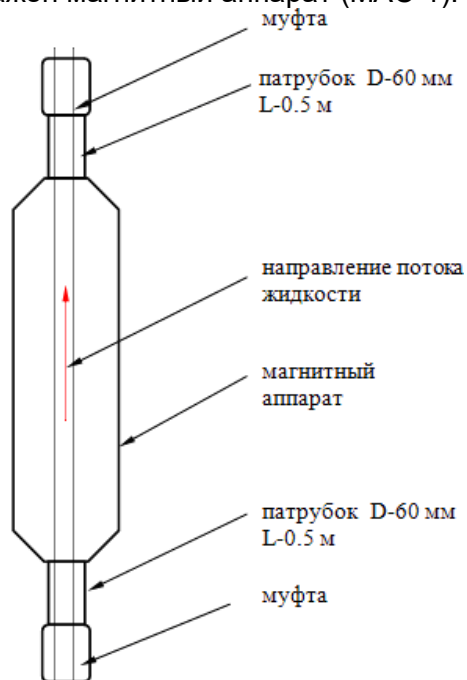


Рисунок 4 – Магнитный аппарат (МАС-1)

Основная и первопредложенная схема компоновки магнитного аппарата на глупинном оборудовании:

колонна НКТ → насос → 1-2 НКТ → магнитный аппарат →
→ НКТ (по необходимости) → фильтр

Но намагниченная жидкость, проходя через клапана насоса, теряет часть магнитной памяти (турбулизация), и была предложена другая схема компоновки:

колонна НКТ → магнитный аппарат → насос →
→ НКТ (по необходимости) →
→ фильтр + штанга КанаРосс (на длину хода штанги в магнитном аппарате)

Конструкция и техническая характеристика магнитного аппарата (МАС):

- тип наземного аппарата скважинный аппарат (МАС);
- диаметр рабочего сечения 50–60 мм;
- напряжённость аксиального магнитного поля, КА/м 70–114;
- градиент магнитной индукции в активной зоне, Тл/м 10–15.

Габариты магнитного аппарата:

- длина, мм 1600;
- диаметр, мм 108;
- масса, кг 24;
- Рабочая температура, °С –50 ÷ +120;

Продолжительность работы – 5 и более лет.

Характеристика ЯГП

Газопесочный якорь ЯГП-1-108-04 предназначен для оборудования нефтяных, газовых и водозаборных скважин со слабоустойчивыми продуктивными коллекторами в целях предупреждения выноса песка, шлама и растворённых газов.

Газопесочный якорь ЯГП-1-108-04 устанавливается на приёме ШГН и работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки (центробежной сепарации) с последующим газоотделением в микровихревых потоках, отсепарированные примеси собираются в накопителе.

Рабочая среда газопесочного якоря ЯГП-1-108-04 – природный газ, газоконденсат, нефть, пластовая вода с содержанием механических и газообразных примесей.

Простота конструкции газопесочного якоря ЯГП-1-108-04 обеспечивает высокую надёжность изделия, не требует очистки от продуктов фильтрации (периодическая самоочистка в полость обсадной колонны), а трехкратное дублирование системы фильтрации обеспечивает долговременную и бесперебойную работу якоря.

Применение газопесочного якоря ЯГП-1-108-04 позволяет повысить суточные добиты скважин на 30–60 %, увеличить межремонтный период работы скважин в 2–4 раза, предупредить вынос песка и разрушение призабойной зоны пласта, устранить гидроудары и засорение насосов.

Состав и физико-химические свойства откачиваемой жидкости:

- обводнённость – до 99 %;
- содержание H₂S – не более 50 мг/л;
- концентрация ионов водорода – рН = 4–8;
- содержание механических примесей – до 1,3 г/л.

Техническая характеристика газопесочного якоря ЯГП-1-108-04:

- газопесочный якорь выпускается для насосно-компрессорных колонн диаметром 42–114 мм;

- исполнение – коррозионно-стойкое, фильтрующий элемент выполнен из нержавеющей сетки;
- длина газопесчаного якоря – 2340 мм;
- диаметр газопесчаного якоря наружный – 116 мм;
- номинальная подача насоса – 67 м³/сут.;
- количество НКТ, устанавливаемых между нижним переводником и заглушкой – 2–3 шт.

Характеристика штангового скребка

Скребки штанговые предназначены для центрирования колонны штанг и одновременной очистки НКТ и штанг от парафино-смолистых отложений и гидратов в скважинах. Сущность изобретения: центратор-скребок для штангового глубинного насоса содержит полимерный корпус с рёбрами, расположенными под углом к его продольной оси, и каналами между ними для прохода откачиваемой жидкости. Рёбра имеют цилиндрическую контактную поверхность. Корпус образован из одинаковых деталей в виде полухомутов, соединённых между собой клиновым замком. Полухомуты соединены так, что концевая часть одного из них сопряжена с противоположной концевой частью другого. Рёбра имеют вид неполных витков спирали и угол наклона их к продольной оси указанного корпуса выполнен в пределах 30–60°.

Характеристика фильтров

Фильтры изготавливаются по ТУ 3665-001-83715481-2009 и предназначены для очистки жидкостей и газов от песка и других механических примесей. Фильтр состоит из корпуса в виде перфорированной трубы, на котором крепится фильтрующий элемент и защитный кожух. Отверстия в трубе фильтра, могут быть герметично закрыты срезаемыми пробками, для промывки скважины. Для улучшения потребительских свойств применяются пробки из полимерного термоустойчивого пластика. Преимущества по сравнению с металлическими: уменьшаются усилия на инструменте, который предназначен для срезания пробок; повышается скорость активации фильтров.

При выборе фильтра учитываются гранулометрический состав горной породы, т.е. количественное содержание в породе разных по размеру зёрен в процентах для каждой фракции, пористость, вязкость в пластовых условиях добываемого продукта, проницаемость пласта, дебит скважины, пластовое давление, температура, размер обсадной колонны, химико-физическая характеристика добываемого продукта.

Наиболее распространены сетчатые фильтры, они состоят из дырчатой трубы-каркаса, обмотанной продольными рядами или по спирали проволокой диаметром 2–5 мм с шагом в 10–25 мм с тем, чтобы сетка не прилегала плотно к каркасу.

На проволочное покрытие натягивают сетку, которую припаивают, сшивают или склеивают на концах и по шву.

Для изготовления сетчатых фильтров используются сетки нескольких типов:

- а) простая квадратная;
- б) гладкого или галунного плетения;
- в) киперная или саржевая.

В качестве материала для сетки используют медь, латунь, нержавеющую сталь, пластмассы, ткани из стекловолокна, нить капрона, нейлона и другие синтетические материалы. Для предупреждения электрохимической коррозии каркас фильтра изготовляют часто из неметаллических труб. В некоторых случаях стальной каркас обтягивают сеткой и проволокой из нержавеющей стали или же применяют сетки из пластических масс.

Сетчатые фильтры не рекомендуются для однородных мелкозернистых песков, а также для слюдистых водоносных песков, т.к. при этом не обеспечивается нормальная работа фильтра – уменьшается его скважность.

Получили распространение сетки из стекловолокна: окна могут быть использованы в водах любого химического состава.

Осложнения, возникающие при добыче нефти, и методы борьбы с ними при работе скважин, оборудованных УШГН, на Сасимовском месторождении

Из технических средств механизированной добычи нефти наибольшее распространение в настоящее время имеют штанговые глубинные насосы. Около 70 % действующего фонда скважин эксплуатируется этим способом (по России).

Основными осложнениями при данном способе добычи нефти являются:

- отложение парафина и солей;
- вредное влияние газа на работу насоса;
- подъём нефти в искривлённых скважинах;
- повышенное содержание песка в продукции;
- подъём высоковязких нефтей и образование водоносных эмульсий.

Отложение парафина и солей

При добыче парафинистой нефти происходит отложение парафина на стенках НКТ, что ведет к снижению производительности насоса и прекращению извлечения жидкости.

Нефти по своему углеводородному составу весьма разнообразны, поэтому на некоторых месторождениях добыча нефти не сопровождается выделением парафина. Мелкие частицы парафина могут оставаться во взвешенном состоянии и уноситься потоком жидкости. При определённых условиях они склеиваются вместе выделяющимися одновременно смолами и асфальтенами, образуя липкие комочки твёрдых углеводородов, которые прилипают к шероховатым стенкам труб, уменьшая их сечение.

Толщина отложений парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти. Как правило, их толщина достигает максимума на глубинах 200–50 м, а ближе к устью толщина отложений уменьшается. Это связано с увеличением скорости движения газожидкостной смеси в результате расширения газа и механическим разрушением парафиновых отложений потоком жидкости. Отложению парафина способствуют шероховатость поверхности, малые скорости потока и периодическое обнажение поверхности в результате пульсации.

Отложения неорганических солей в призабойной зоне пласта и оборудовании скважины существенно осложняют процесс добычи нефти. Как следствие, происходит резкое снижение продуктивности скважин, преждевременный выход из строя штанговых насосов и оборудования скважин. В скважинах, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (УСШН), ниже приёма насоса образуются солевые пробки, высота которых иногда достигает 500 м и более; при этом внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) сужается на 10–12 мм. Солевые отложения полностью выводят из строя насосы, приводят к частому обрыву насосных штанг, порче НКТ и другим осложнениям. Всё это на продолжительное время нарушает нормальный режим работы нефтяных скважин и приводит к потере добычи нефти.

Предупреждение отложений парафина

Для предотвращения отложений парафина и обеспечения нормальных условий работы скважины применяются различные методы. Можно выделить следующие главные методы ликвидации отложений парафина.

1. Механические методы, к которым относятся:

- применение пружинных скребков, периодически спускаемых в НКТ на стальной проволоке;
- периодическое извлечение запарафиненной части колонны НКТ и очистка их внутренней полости механическими скребками на поверхности;
- применение автоматических так называемых летающих скребков.

2. Тепловые методы:

- прогрев колонны труб путём закачки перегретого пара в затрубное пространство;
- прогрев труб путём закачки горячей нефти.

3. Применение труб, имеющих внутреннее покрытие из стекла, эмали или эпоксидных смол.

4. Применение различных растворителей парафиновых отложений.
5. Применение химических добавок, предотвращающих прилипание парафина к стенкам труб.

В зависимости от интенсивности образования парафиновых отложений, их прочности, состава и других особенностей применяют различные методы и часто их комбинации.

Борьба с отложением солей

Отложение солей на стенках НКТ подземного оборудования и даже в призабойной зоне наблюдается на некоторых месторождениях нефти при закачке в пласт пресной воды для ППД.

Основными методами борьбы с образовавшимися соевыми отложениями являются химические методы, т.е. применение различных растворителей с последующим удалением продуктов реакции. Солевые отложения образуются не только в фонтанных трубах, но и в системе сбора и подготовки нефти, и газа на поверхности. В зависимости от солевого состава пластовых вод и интенсивности отложения солей применяют различные ингибиторы, т.е. химические добавки, полученные на основе фосфорорганических соединений. Ингибиторы вводят в поток в дозах, составляющих несколько граммов на 1 м³ пластовой жидкости. Ингибиторы позволяют удерживать в растворе ионы кальция, предотвращая его отложения. Плотные осадки удаляют растворами гидроокисей (например, каустической соды). Образующиеся при этом гидроокиси кальция представляют рыхлую массу, которая легко разрушается при действии раствора соляной кислоты.

Влияние газа на работу ШГН

Значительное количество свободного газа на приёме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса вплоть до нарушения подачи. Это происходит следующим образом. При ходе плунжера вниз газожидкостная смесь под ним сжимается до давления, равного давлению над плунжером, которое достаточно велико. Газ растворяется в жидкости и, в частности, в той, которая находится во вредном пространстве (вредным пространством ШСН называют объём, заключённый между всасывающим и нагнетательным клапанами насоса при крайнем нижнем положении плунжера). При последующем ходе вверх давление под плунжером падает до давления на приёме насоса. Растворённый газ выделяется и задерживает открытие всасывающего клапана, пока давление не упадет до давления приёма. В результате под плунжер поступает меньшее количество смеси.

Пример динамограмм с нормальным заполнением полости насоса и с влиянием газа приведён на рисунках 5 и 6.

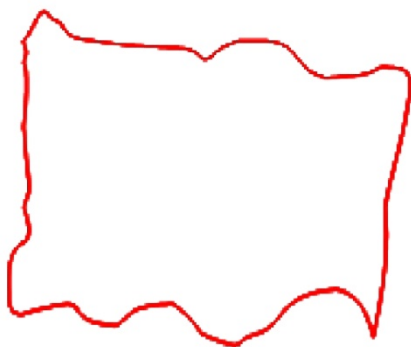


Рисунок 5 – Практическая динамограмма нормальной работы насоса



Рисунок 6 – Влияние газа на работу насоса, неполное заполнение цилиндра

Борьба с влиянием газа

Основной метод борьбы – уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. При поступлении жидкости в насос газ частично сепарируется в затрубное пространство. Сепарацию газа характеризуют коэффициентом сепарации, который

представляет собой отношение объёма свободного газа, уходящего в затрубное пространство, ко всему объёму свободного газа при термодинамических условиях у приёма насоса.

Сепарацию (отделение) газа можно улучшить с помощью защитных устройств и приспособлений, называемых газовыми якорями (газосепараторами), которые устанавливаются при приеме насоса. Работа их основана на использовании сил гравитации (всплывания), инерции, их сочетания. В настоящее время штанговые глубинные насосы оборудуются газопесочными якорями (ГПЯ).

Работа ШГН в искривлённых скважинах

При большой кривизне ствола скважины наблюдается интенсивное истирание НКТ и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг.

Борьба с односторонним истиранием оборудования

Для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на выворот» при каждом ходе головки балансира с целью предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера при использовании пластинчатых скребков применяют штанговращатель. Применяют также протекторные и направляющие муфты, скребки-завихрители. Кроме того, принимают режим откачки, характеризующийся большой длиной хода S и малым числом качаний n . Также перед спуском ШГН и ЭЦН в наклонную скважину спускают шаблон диаметром больше, чем насос.

Влияние песка

Отрицательное влияние песка в продукции приводит к абразивному износу плунжерной пары, клапанных узлов и образованию песчаной пробки на забое. Песок также при малейшей не герметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ, особенно в искривлённых скважинах. Даже при кратковременных остановках (до 10–20 мин.) возможно заедание плунжера в насосе, а при большом осадке – и заклинивание штанг в трубах. Увеличение утечек жидкости, обусловленных абразивным износом и размывом, приводит к уменьшению подачи ШСНУ и скорости подачи восходящего потока ниже приёма, что способствует ускорению образования пробки. А забойная пробка существенно ограничивает приток в скважину. Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает проведение преждевременного ремонта для замены насоса и промывки пробки. К песчаным скважинам относят скважины с содержанием песка более 1 г/л.

Борьба с песком

При насосной эксплуатации выделяют 4 группы методов борьбы с песком:

1. Наиболее эффективный метод – предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину. Первое осуществляют посредством либо установки специальных фильтров на забое, либо крепления призабойной зоны, а второе – уменьшением отбора жидкости.

2. Обеспечение выноса на поверхность значительной части песка, поступающего в скважину. Это обеспечивается подбором сочетаний подъёмных труб и штанг либо подкачкой в затрубное пространство чистой жидкости (нефти, воды).

3. Установкой песочных якорей (сепараторов) и фильтров у приёма насоса достигается сепарация песка от жидкости. Работа песчаных якорей основана на гравитационном принципе.

Песочный якорь прямого действия одновременно является газовым якорем. Применение песочных якорей – не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком. Метод эффективен для скважин, в которых поступление песка непродолжительно и общее его количество невелико.

4. Противопесочные фильтры, устанавливаемые у приёма насоса, предупреждают поступление в насос песчинок средних и крупных размеров (более 0,01 мм в зависимости от соотношения размеров песчинок и каналов материала фильтра). Вследствие быстрого засорения противопесочные фильтры не нашли широкого применения. Их целесообразно помещать в корпус с «карманом» для осаждения песка или сочетать с песочным якорем.

Добыча высоковязких нефтей

Основной способ подъёма высоковязких нефтей на поверхность – штанговый скважинно-насосный. В процессе эксплуатации возникают осложнения, вызванные сигналами гидродинамического трения и при движении штанг в жидкости, а также движении жидкости в трубах и через нагнетательный и всасывающий клапаны.

При откачке нефтей с вязкостью более 500 мПа·с может происходить «зависание» штанг в жидкости при ходе вниз.

Борьба с высоковязкой нефтью

Основной метод химический основанный на добавлении в поток добываемой жидкости (в зону приема глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство, а также в трубопровод нефтесбора) различных химических добавок уменьшающих их вязкость.

Анализ борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УСШН, на Сасимовском месторождении

Нефти Сасимовского месторождения высокосернистые, высокосмолистые, парафинистые, содержат сероводород, т.е. запасы месторождения являются трудноизвлекаемыми. Сероводород вызывает коррозию оборудования, а парафин, откладываясь на ГНО, осложняет его работу. Всё это вынуждает применять различные методы для борьбы с осложнениями.

Дополнительное оборудование, предназначенное для борьбы и предотвращения осложнений:

- линия кабельная греющая, нагреватель АСЛН-1;
- устьевой блок подачи реагента (УБПР);
- дозатор реагента глубинный (ДРГ-1);
- магнитный аппарат скважины (МАС -2);
- якорь газопесочный (ЯГП);
- скребок штанговый;
- фильтры (сетчатые и щелевые).

Распределение механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН по дополнительному оборудованию, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений приведено на рисунке 7.

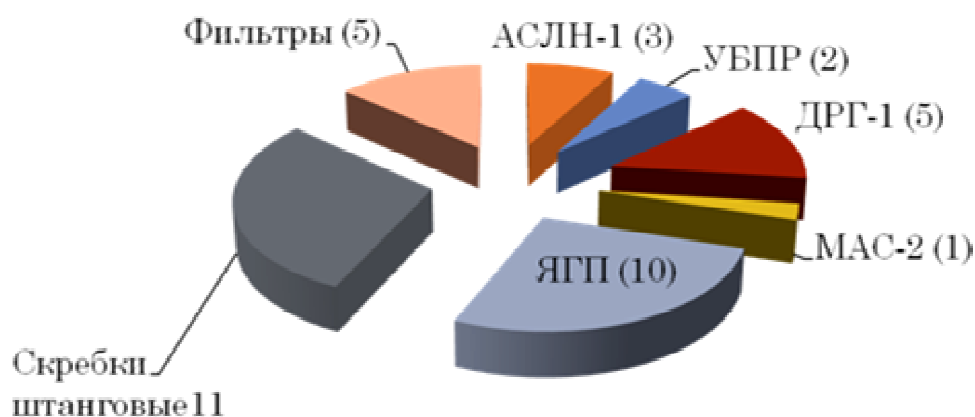


Рисунок 7 – Распределение механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН по дополнительному оборудованию, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений

Охват механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН дополнительным оборудованием, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений, показано на рисунке 8.

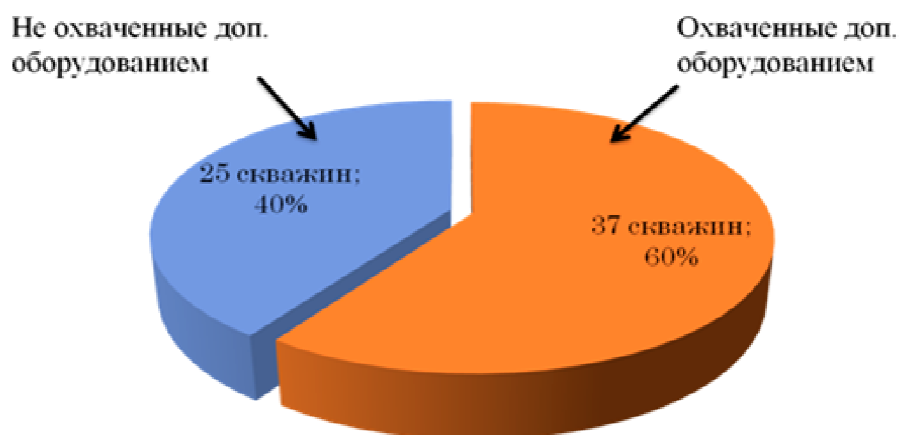


Рисунок 8 – Охват механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН дополнительным оборудованием, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений

Наиболее распространённым видом осложнения, возникающего при эксплуатации скважин Сасимовского месторождения, оборудованных УСШН, является АСПО, поэтому анализ будет произведён для оборудования, предназначенного для предотвращения возникновения АСПО.

По результатам анализа работы скважин Сасимовского месторождения после внедрения дополнительного оборудования (АСЛН-1) по ТРС и промывкам можно сделать следующие выводы:

1) на скважине № 190 межочистной период не изменился, но увеличилась наработка на отказ с 872 до 1095 сут. Эффективность доказана;

2) на скважине № 601 межочистной период повысился с 14 до 122 сут. и увеличилась наработка на отказ с 1000 до 1825 сут. Эффективность доказана.

По результатам анализа работы скважин Сасимовского месторождения после внедрения дополнительного оборудования (глубинный дозатор ДРГ-1) по ТРС и промывкам можно сделать следующие выводы:

1) на скважине № 9083 межочистной период не изменился, но уменьшилась наработка на отказ с 527 до 269 сут.;

2) на скважине № 206 межочистной период не изменился, но увеличилась наработка на отказ с 153 до 1457 сут. Эффективность доказана.

В целом скважины Сасимовского месторождения, оборудованные УШГН, работают в оптимальном режиме.

Литература

1. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов [и др.] – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Конструкторско-технологическое обеспечение способов одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов месторождений / Т.Н. Иванова [и др.] – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – 276 с.

8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М. : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Кошелев А.Т., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
11. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
12. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
13. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
14. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
17. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
18. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 14–19.
19. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 275–297.
20. Баландин Л.Н., Баландин И.Л., Дубовицкая Ю.А. Совершенствование конструкции штанговых глубиннонасосных установок для добычи нефти с повышенной вязкостью // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 33–35.
21. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.
22. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.
23. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 144–148.
24. Анализ эффективности применяемых установок штанговых глубинных насосов в условиях добычи высоковязкой нефти / Т.Н. Иванова [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 218–224.
25. Иванова Т.Н., Новокшенов Д.Н. Анализ применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях Удмуртии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 225–227
26. Молчанова В.А., Тугунов П.М., Лежнин В.А. Физическая модель штанговой насосной установки // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 324–327.
27. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 124–149.

References

1. Equipment for oil production / A.A. Arutyunov [et al.] – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 182 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
7. Design and technological support of the methods of simultaneous separate exploitation of multi-horizon field / T.N. Ivanova [et al.] – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 276 p.
8. Ivanovsky V.N., Darischev V.I., Sabirov A.A. Well pump units for oil production. – M. : State Unitary Enterprise Publishing House «Oil and Gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002. – 824 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Koshelev A.T., Savenok O.V., Lavrentiev A.V. Reconstruction and restoration of wells: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 284 p.
11. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
12. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
13. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
14. Savenok O.V. Optimization of operating equipment to improve the efficiency of oilfield systems with complex production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
17. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Inzheneriya, 2021. – 652 p.
18. Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. Improving the efficiency of well operation by electric centrifugal pumps in the conditions of asphaltene-resin-paraffin deposits formation // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 2. – P. 14–19.
19. Akhriev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Analysis of the effectiveness of electric centrifugal pump units at the Novo-Pokur oil field // Nauka. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 4. – P. 275–297.
20. Balandin L.N., Balandin I.L., Dubovitskaya Y.A. Improvement of the design of rod depth-pumping units for oil production with increased viscosity // Bulatov Readings. – 2019. – VOL. 2. – P. 33–35.
21. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of ESP installations in the fields of the Krasnodar region // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 34–61.
22. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the application of the Y-Tool bypassing system for the study under the operating ESP at the fields of the Krasnodar region // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 62–81.
23. Gribennikov O.A., Shumakher M.Y., Rud O.N. The issue of optimization of ESP operation on the example of Bobrovskoye field «Orenburgneft» // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 p. – Part. 1. – P. 144–148.
24. Analysis of efficiency of the used rod deep-well pump units in conditions of extraction of high-viscosity oil / T.N. Ivanova [et al.] // Bulatov's readings. – 2020. – VOL. 2 – P. 218–224.
25. Ivanova T.N., Novokshonov D.N. Analysis of application of dual-pooling technology in the multi-horizon fields of Udmurtia // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 2. – P. 225–227
26. Molchanova V.A., Tugunov P.M., Lezhnin V.A. Physical model of a rod pumping unit // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 2. – P. 324–327.
27. Chernoknizhniy D.V., Savenok O.V. Optimization of electric centrifugal pump units at the Pervomayskoye oil field // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Poly-technicheskiy vestnik). – 2018. – № 1. – P. 124–149.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНИКИ НА НАДЁЖНОСТЬ



ANALYSIS OF METHODS TESTS OF TECHNICS ON RELIABILITY

Королев Александр Егорович

кандидат технических наук,
доцент кафедры технических системы в АПК,
Государственный аграрный университет
Северного Зауралья

Аннотация. В статье рассматривается точность оценки показателей надёжности технических устройств по результатам эксплуатационных наблюдений. Испытание техники проводится с целью оценки показателей надёжности и соответствия их установленным требованиям. Обоснованная методика сбора и обработки информации позволяет получить достоверные сведения о закономерностях и причинах отказов изделий. План испытания предусматривает назначение числа объектов наблюдения и условий его проведения. Погрешности определения показателей надёжности возникают вследствие недостаточности объёма выборки и потери части информации. На основании эксплуатационных наблюдений за двигателями оценивается точность определения вероятности безотказной работы и средней наработки на отказ при различных программах исследования. Установлено, что для обеспечения допустимой ошибки расчёта контролируемых показателей целесообразно выполнение полных испытаний техники.

Ключевые слова: двигатель, планы испытания, эксплуатационные наблюдения, показатели надёжности, распределение и закономерности отказов, точность оценки.

Korolev Alexander Egorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Department Technical Systems
in Agrarian and Industrial Complex,
Northern Trans-Ural State Agricultural
University

Annotation. The article discusses the accuracy of estimating the reliability indicators of technical devices based on the results of exploitative observations. Testing of the technics is carried out in order to assess the reliability indicators and their compliance with the established requirements. A substantiation method of collecting and processing information allows you to obtain reliable information about the consistent patterns and causes refusals the products. The test plan provides for the appointment of the number of observation objects and the conditions for its conduct. Inaccuracies in determining reliability indicators arise due to insufficient sample volume and loss of part of the information. On the basis of operational observations of engines accuracy of determination of probability of failure-free operation and mean time between failures at various programs of research is estimated. It was established that to ensure a permissible error in calculating the controlled indicators expediently to performance complete tests of the technics.

Keywords: engine, test plans, exploitative observations, reliability indicators, distribution and patterns of refusals, evaluation accuracy.

Эксплуатационные испытания выполняются с целью определения показателей надёжности машин для планирования производственной деятельности, а также для оценки соответствия установленных значений нормативным требованиям [1]. Обоснованная методика сбора и обработки информации позволяет получить достоверные сведения о режимах и условиях работы изделий, причинах отказов и их физической сущности [2]. Испытания на надёжность в условиях эксплуатации связаны с организационными трудностями и требуют продолжительных наблюдений, в тоже время при ограниченном объёме выборки сложно обеспечить статистическую однородность партии изделий [3]. Планирование испытаний предусматривает выбор типа плана испытаний, определение числа объектов испытаний и условий их проведения. При определении показателей надёжности применяют параметрические методы оценки, при которых сначала оценивают параметры закона распределения, а затем определяют показатель надёжности как функцию от оцененных параметров. Исходными данными для расчета объёма испытаний являются план испытаний, предельная относительная ошибка, доверительная вероятность, вид закона распределения случайной величины, коэффициент вариации, объём совокупности. При усечении по времени испытания ведут до появления достаточной доли отказавших объектов из общего числа поставленных на испытание. Случайность возникновения неисправностей приводит к

тому, что оценка достоверности этого события имеет также вероятностный характер [4]. Погрешности при определении показателей надёжности объектов результате эксплуатационных наблюдений возникают вследствие ограниченности объёма выборки (статистическая погрешность) и потери части информации об отказах (систематическая погрешность). Точность результатов характеризуется их близостью к действительным значениям в конкретных условиях испытания.

Ранее проведёнными исследованиями были определены показатели безотказности 39 тракторных дизелей Д-240 [5]. За период наблюдения выявлено суммарно 257 отказов. Показатели безотказности определялись по установленным методикам, а их закономерности регрессионным и корреляционным анализом. Используя полученные данные для решения поставленной задачи, анализируем 5 методов испытания техники:

1. План испытаний NUT – одновременно испытывают N объектов до наработки T , отказавшие элементы не заменяют.
2. План испытаний NRT – одновременно испытывают N объектов до наработки T , отказавшие элементы заменяют.
3. План испытаний NUr – одновременно испытывают N объектов до заданного числа отказов r , отказавшие элементы не заменяют.
4. План испытаний NRr – одновременно испытывают N объектов до заданного числа отказов r , отказавшие элементы заменяют.
5. План испытаний NUN – одновременно испытывают N объектов до ресурсного отказа, отказавшие объекты не заменяют.

Для двигателей Д-240 нормируется 2,5 отказа за 1000 моточасов, эти значения принимаем в качестве граничных условий планов испытаний. По составленной таким образом исходной информации установлены закономерности изменения безотказности объектов наблюдения (рис. 1).

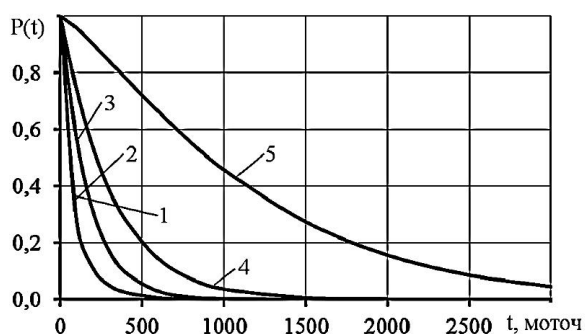


Рисунок 1 – Вероятность безотказной работы двигателей при планах испытаний: 1 – NUT, 2 – NUr, 3 – NRr, 4 – NRT и 5 – NUN

Зависимости имеют экспоненциальное распределение, поскольку значительная часть неисправностей (более 50%) проявляется в начальный период работы двигателей. Для планов NUT и NUr графики совпадают, так как первые отказы у всех двигателей происходят до 1000 моточасов. Далее была выполнена оценка погрешности полученных зависимостей (рис. 2).

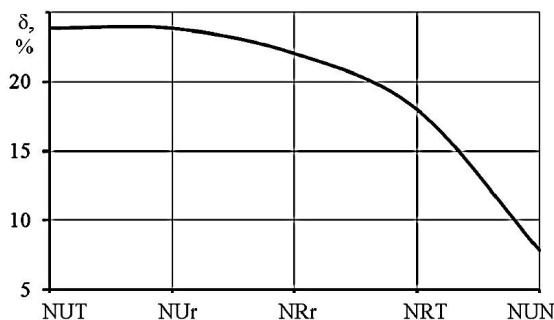


Рисунок 2 – Зависимость относительной ошибки аппроксимации функции $P(t)$ от планов испытаний

Как следует из графика, предельная ошибка опытов достигается при плане NRT, а достаточно высокая при плане NUN. Одним из основных показателей безотказности является наработка на отказ, которая показывает продолжительность периодов работоспособности изделия. Динамика этого процесса за первую тысячу моточасов показана на рисунке 3.

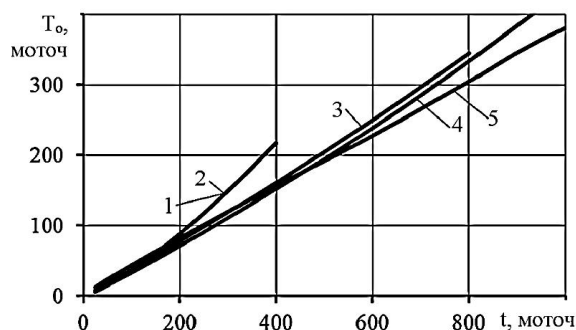


Рисунок 3 – Изменение наработки на отказ двигателей при планах испытаний: 1 – NUT, 2 – NUr, 3 – NRr, 4 – NRT и 5 – NUN

Интенсивность отказов высокая с начала эксплуатации двигателей, а затем постепенно стабилизируется, что свидетельствует о значительной дефектности их ремонта. Нарботка на отказ также возрастает экспоненциально, а изменение его среднего значения и точности определения приведены на рисунке 4.

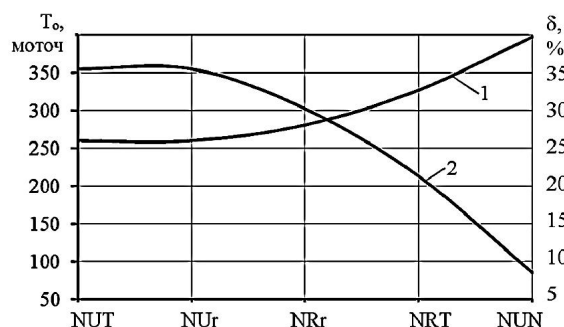


Рисунок 4 – Зависимость средней наработки на отказ и относительной ошибки её оценки от планов испытаний

При полных испытаниях показатель соответствует нормативу, а при других планах он ниже более чем на 20%, т.е. в этом случае может быть принято ошибочное решение о годности двигателей. Это связано с тем, что по планам NUT, NUr, NRr и NRT наработка на отказ рассчитывается за первую тысячу моточасов, а по последнему – за несколько и это является более объективной оценкой. В данном случае отклонение от действительного значения ещё больше при планах с сокращённым периодом наблюдения. Таким образом, для получения объективных оценок показателей надёжности технических устройств целесообразно проводить полные испытания, а также возможно применение плана NRT при ожидаемой ошибке до 20%.

Литература

1. Городецкий В.И., Дмитриев А.К., Марков В.М. Элементы теории испытаний и контроля технических систем – Л. : Энергия, 1978. – 192 с.
2. Обеспечение надёжности сложных технических систем / А.Н. Дорохов [и др.] – СПб. : Лань, 2017. – 352 с.
3. Северцев Н.А. Надёжность сложных систем в эксплуатации и отработке – М. : Высшая школа, 1989. – 432 с.
4. Савин С.К., Никитин А.А., Кравченко В.И. Достоверность контроля сложных радиоэлектронных систем летательных аппаратов – М. : Машиностроение, 1984. – 168 с.
5. Королев А.Е. Формирование эксплуатационной безотказности двигателей // Colloquium-journal. – 2019. – Ч. 1. – № 2. – С. 30–32.

References

1. Gorodetsky V.I., Dmitriev A.K., Markov V.M. Elements of the theory of testing and control of technical systems – L. : Energy, 1978. – 192 p.
2. Ensuring the reliability of complex technical systems / A.N. Dorokhov [et al.] – SPb. : Fallow-deer, 2017. – 352 p.
3. Severtsev N.A. Reliability of complex systems in operation and development – M. : Higher School, 1989. – 432 p.
4. Savin S.K., Nikitin A.A., Kravchenko V.I. Reliability of control of complex electronic systems of aircraft – M. : Engineering 1984. – 168 p.
5. Korolev A.E. Formation of operational reliability of engines // Colloquium-journal. – 2019. – Part 1. – № 2. – P. 30–32.

УДК 692

ЛЕГКИЕ СТАЛЬНЫЕ ТОНКОСТЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ



LIGHTWEIGHT STEEL THIN-WALLED STRUCTURES

Дейкин Денис Игоревич

студент,
института строительства и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
den.deykin20@gmail.com

Енина Инна Дмитриевна

студент,
института строительства и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
inna.enina20@gmail.com

Аннотация. В данной статье раскрыт вопрос, касающийся использования ЛСТК-технологии. Подробно описываются достоинства и недостатки данных конструкций, которые позволяют сделать вывод об эффективности и рациональности их применения. Также рассматриваются особенности ЛСТК, которые необходимо знать при их проектировании и монтаже.

Ключевые слова: легкие стальные тонкостенные конструкции (ЛСТК), конструкция.

Deykin Denis Igorevich

Student,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
den.deykin20@gmail.com

Enina Inna Dmitrievna

Student,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
inna.enina20@gmail.com

Annotation. This article discloses an issue related to the use of LSTS technology. The advantages and disadvantages of these structures are described in detail, which allow us to conclude about the effectiveness and rationality of their use. Also considered are the features of LSTS, which you need to know during their design and installation.

Keywords: light steel thin-walled structures (LSTS), construction.

ЛСТК расшифровывается, как Легкие Стальные Тонкостенные Конструкции. В данной технологии основой для возведения зданий, служат металлические профили разного сечения. К таким конструкциям относятся тонкостенные профили и профилированные листы из оцинкованной стали.

В последнее время в России спрос на легкие стальные тонкостенные конструкции из гнутых металлических профилей, широко используемых в промышленном и гражданском строительстве, значительно вырос. Это привело к уменьшению использования деревянных каркасов, из-за их предрасположенности к гниению, высокой стоимости и воздействию различных насекомых-вредителей.

Металлические конструкции, в отличие от деревянных, не меняют своих размеров, они не подвергаются усадке. Но всё же, главным фактором для развития лёгких стальных тонкостенных конструкций является возможность создания унифицированных стальных профилей на промышленных предприятиях и доступность материалов.

С декоративной точки зрения, здания и сооружения могут иметь различные формы. В облицовке возможно использование разнообразных материалов, что придает объекту презентабельный и эстетичный вид.

Как и многие конструкции, ЛСТК имеют ряд достоинств и недостатков, которые рассмотрим их в данной статье.

Достоинства ЛСТК

Высокая скорость монтажа. При технологии ЛСТК нет потребности в специальных инструментах, машинах и механизмах. Небольшой бригадой в короткие сроки можно выполнить существенные объемы работ – с помощью шуруповерта, мерительного инструмента и уровня. Так как каркас ЛСТК рассчитывается и изготавливается на заводе, то пропадает потребность в подгонке профилей. Все, что необходимо – установить профиль в нужное место и закрепить его саморезами к другому профилю.

Экономичность. На этапе проектирования можно добиться уменьшения расхода металла путем верного подбора сечения. Если использовать для обшивки современные материалы, то можно снизить затраты на внутреннюю и внешнюю отделку на 10–15 %. В итоге уменьшение стоимости объекта по сравнению с подобными из блоков или панелей может составлять 40–50 %. Здания из ЛСТК обладают невысокой эксплуатационной стоимостью, так как они устойчивы и защищены от воздействий

внешней среды, а капитальный ремонт (при необходимости) не требует значительных расходов в сравнении со зданиями из иных стройматериалов.

Прочность. Правильно спроектированное и возведенное сооружение из ЛСТК, несмотря на кажущуюся хрупкость, очень надежно и может эксплуатироваться в сейсмически опасных районах.

Применение ЛСТК не требует использования жидких материалов, что сводит на нет проблемы с влагой, сыростью и плесенью.

Малый вес конструкций. Так как легкие стальные тонкостенные конструкции не оказывают больших нагрузок на фундамент, можно значительно снизить расходы на него и расширить возможность возведения зданий на сложных грунтах. Так же возможно осуществлять строительство на узких улицах, поскольку для этого не требуется применять тяжелые и габаритные машины и механизмы.

Архитектурные возможности. Технология ЛСТК позволяет осуществлять перекрытие пролетов без использования промежуточных опор до 12 метров, а при усилении несущих конструкций – до 15. Данное преимущество позволяет использовать внутреннее пространство здания максимально эффективно и дает возможность свободой планировки. Также, это позволяет более удобно разместить системы коммуникации и встроенные внутрь стен сегменты (ниши, кладовки, встроенная техника).

Сейсмоустойчивость. ЛСТК-профиль, используемый в несущей конструкции сооружений, достаточно гибок, ввиду использования дополнительных связей. Доказано, что здания, построенные по технологии ЛСТК могут выдержать землетрясения силой до 9 баллов.

Долговечность. Каркас из ЛСТК выполняется из оцинкованной стали, что объясняет его долговечность. По расчетам производителей профиля, срок службы зданий, построенных по данной технологии, составляет не менее 50 лет.

Порядок на стройплощадке. Легкий вес и малые габариты металлоконструкций экономят пространство на месте строительства и могут привозиться со склада непосредственно перед монтажом. При строительстве практически не образуются отходы, требующие утилизации.

Недостатки ЛСТК

Образование «мостика холода». Сталь имеет высокую теплопроводность, что приводит к образованию «мостиков холода», проходящих по всему поперечному сечению стены. В результате возможно промерзание внутренней поверхности стены и образование конденсата, что может повлечь за собой много негативных последствий. Также это является причиной потери значительного количества тепла. Из-за наличия «мостиков холода» сталь не применяют в конструкциях для наружных стен, но использование термопрофиля, представляющего собой холоднокатаные П, Е и С образные профили из листовой оцинкованной стали, является решением данной проблемы. Благодаря термопрофилям, появилась на свет технология Легких Стальных Тонкостенных Конструкций (ЛСТК)

Малый удельный вес конструкций. Недостатком это является только на сильнопучинистых грунтах, которые при длительных морозах могут приподнять легкие конструкции ЛСТК зданий.

Сложность конструкции. Для возведения сооружения необходим точный расчет и квалифицированные специалисты, способные его выполнить. В отличие от других видов конструкций, здесь очень легко допустить ошибку, которая ухудшит несущие характеристики здания.

Небольшая несущая способность. Так как конструкция достаточно легкая, она не может воспринимать значительные нагрузки. Это является не только неудобством во время возведения объекта, но и серьезной опасностью для последующей эксплуатации.

Электромагнитная безопасность ЛСТК. В Российской Федерации пока нет никаких заключений об электромагнитной безопасности конструкций из легкого стального тонкостенного каркаса. Также отсутствует информация о возможных угрозах для жизнедеятельности человека в доме из металлического профиля.

Гулкость стен и конструкций. Металлический каркас имеет хорошую слышимость, если не использовать материалы для звукоизоляции. Этот недостаток устраняется с помощью применения минераловатных плит и внутренней обшивкой гипсокартоном.

Высокий уровень пожароопасности. При температуре 600°C сталь переходит в пластичное состояние. Стальные профили теряют свою жесткость, что может привести к обрушению дома.

Несмотря на некоторые недостатки, спрос на эти конструкции увеличивается с каждым годом. В настоящее время технология ЛСТК позволяет быстро и эффективно возводить объекты различного назначения: индивидуальные жилые дома, административные и офисные здания, склады, мансарды, холодильные и морозильные камеры, торговые павильоны. В комплект строительной системы входят несущие профили для внутренних и наружных несущих и ненесущих стен, перегородок, кровельные и стеновые покрытия, стропильных систем, а также стальная обрешетка для кровли и стен, решения для вентилируемых фасадов, системы водостоков, системы безопасности и обслуживания кровли.

Здания из ЛСТК имеют одно существенное преимущество – строительство таких объектов производится в короткие сроки и не требует больших затрат – расходы на возведение здания из металлоконструкций в среднем на 40-50 % меньше, чем на строительство аналогичного здания с использованием традиционных материалов - кирпич, бетон, дерево. Но нельзя не учитывать явных недостатков каркасных зданий из ЛСТК. Даже на начальном этапе строительства могут возникнуть проблемы с поиском нужных кадров. Как говорилось выше, здесь нужна помощь высококвалифицированных специалистов, ведь именно от их работы будет зависеть конечный результат. При правильном проекте и качественной работе строителей, можно создать надежные, устойчивые и долговечные здания.

Для России строительство с применением легких стальных тонкостенных конструкций – это пока новая область, по крайней мере, с точки зрения массового использования. Но благодаря весомым преимуществам широкое применение технологии ЛСТК будет увеличиваться с каждым годом.

Литература

1. Технология легких стальных тонкостенных конструкций и её особенности / А.И. Евтушенко [и др.] // Строительные конструкции, здания и сооружения. Инженерный вестник Дона. – 2018. – № 4. – С. 1–8.
2. Леонова А.Н., Акопьян К.А., Федотова Е.А. Особенности расчёта конструкций с использованием лёгких стальных тонкостенных конструкций на основе Еврокода EN 1993-1-3 и EN 1993-1-5 // Инженерный вестник Дона. – 2019. – № 8 (59). – С. 43.
3. Протопопова Д.А., Ключанских И.А. Технология строительства общественных зданий из легких стальных тонкостенных конструкций // Строительство и архитектура. Молодой Исследователь Дона. – 2018. – № 4 (13). – С. 1–4.
4. Сорокина Е., Леонова А. Оценка выживаемости металлических элементов при локальных повреждениях с учетом запроектных эффектов // В сборнике: MATEC Web of Conferences. – 2018. – С. 2–8.
5. Ватин Н.И., Попова Е.Н. Термопрофиль в легких стальных строительных конструкциях: Учебное издание – СПб., 2006. – 16–19.
6. Леонова А.Н., Бахтарова Е.Н., Чагина А.С. База данных учебного материала «Основы расчета металлических конструкций» // Свидетельство о регистрации базы данных RU 2020620300, 17.02.2020. Заявка № 2020620111 от 03.02.2020.

References

1. Technology of light steel thin-walled structures and its features / A.I. Evtushenko [et al.] // Building structures, buildings and structures. Don's Engineering Bulletin. – 2018. – № 4. – P. 1–8.
2. Leonova A.N., Akopyan K.A., Fedotova E.A. Features of the design of structures using light steel thin-walled structures based on the Eurocode EN 1993-1-3 and EN 1993-1-5 // Engineering Bulletin of Don. – 2019. – № 8 (59). – P. 43.
3. Protopopova D.A., Klyuchanskikh I.A. Technology of construction of public buildings from light steel thin-walled structures // Building and architecture. Don's Young Explorer. – 2018 – № 4 (13). – P. 1–4.
4. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage given the beyond design basis effects // In the collection: MATEC Web of Conferences. – 2018. – P. 2–8.
5. Vatin N.I., Popov E.N. Thermoprofile in light steel building structures: Educational publication – SPb., 2006. – P. 16–19.
6. Leonova A.N., Bakhtarova E.N., Chagina A.S. Database of educational material «Fundamentals of calculation of metal structures» // Certificate of registration of the database RU 2020620300, 17.02.2020. Application № 2020620111 dated 03.02.2020.

УДК 699.841

СЕЙСМОЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВЫСОТНЫХ ЗДАНИЙ



SEISMOLOGICAL PROTECTION MEASURES DURING THE CONSTRUCTION OF HIGH-RISE BUILDINGS

Жаданова Виктория Андреевна

студент
института строительства и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
zhadanova_vik@mail.ru

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук, доцент кафедры
строительных конструкций института строительства и
транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
lan.75@mail.ru

Гугулян Арсен Аветисович

студент
института строительства и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
vanya-vano@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются методы повышения сейсмостойкости высотных зданий. Подробно описаны специальные способы повышения сейсмостойкости зданий, применяемых в настоящее время. Представлены разновидности систем сейсмоизоляции и демпферов, описаны их преимущества и недостатки.

Ключевые слова: землетрясение, сейсмоизоляция, сейсмозащита, демпфер.

Zhadanova Victoria Andreevna

Student,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
zhadanova_vik@mail.ru

Leonova Anna Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Building Structures of the Institute of
Construction and Transport Infrastructure,
Kuban State Technological University
lan.75@mail.ru

Gugulyan Arsen Avetisovich

Student,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
vanya-vano@mail.ru

Annotation. This article discusses methods for increasing the seismic resistance of high-rise buildings. The special methods of increasing the seismic resistance of buildings that are currently used are described in detail. Varieties of seismic isolation systems and dampers are presented, their advantages and disadvantages are described.

Keywords: earthquake, seismic isolation, seismic protection, damper.

Одной из важнейших задач возведения зданий в сейсмически опасных районах является обеспечение его устойчивости. Возводимые высотные здания имеют необычные формы, усовершенствуются применяемые материалы и технологии строительства. При этом вопрос повышения сейсмической стойкости зданий остается важным и актуальным и в настоящее время.

Помимо увеличения жесткости и прочности несущих конструкций в настоящее время применяются различные сейсмозащитные мероприятия способствующие снижению инерционных сил в системе, такие как демпфирование системы и создание инерционных масс, колеблющихся в противофазе с каркасом.

Способы повышения сейсмостойкости делятся на традиционные, предусматривающие увеличение сечений несущих конструкций и специальные, связанные со снижением нагрузок за счет модификации динамической схемы работы здания [6].

Традиционные методы применимы для основной массы сооружений, накоплен значительный опыт проектирования и расчета несущих конструкций при сейсмических воздействиях. Однако, для технически сложных и уникальных зданий данный подход часто неприменим, или даёт чрезмерно ресурсоёмкий и, соответственно, финансово неудовлетворительный результат.

Специальные методы, применяемые для высотных зданий, позволяют снизить затраты на строительство и увеличить надёжность возводимых зданий. Сейсмозащитные мероприятия принято разделять на сейсмоизоляцию и сейсмогашение. В системах

сейсмоизоляции обеспечивается снижение механической энергии, получаемой конструкцией от основания, преимущественно путем отстройки частот колебаний сооружения от преобладающих частот воздействия. При этом различают адаптивные и стационарные системы сейсмоизоляции. В адаптивных системах динамические характеристики сооружения необратимо меняются в процессе землетрясения, «приспосабливаясь» к сейсмическому воздействию. В стационарных системах динамические характеристики сохраняются в процессе и после землетрясения.

К сейсмоизоляционным методам можно отнести повышение сейсмостойкости за счет приподнятого основания и устройство свинцово-резиновой опоры. Метод приподнятого основания относится к вибрационному контролю при сейсмическом строительстве. Принцип действия и работы этого метода заключается в том, что в результате многократных отражений, дифракций и диссипаций сейсмических волн внутри такого основания передать энергию в верхнюю часть здания оказывается ослабленной. Чтобы достигнуть такого эффекта нам необходимо выполнить специальный комплект расчетов по подбору материалов, конструктивных размеров и конфигурации приподнятого основания здания.

Устройство свинцово-резиновой опоры, имеющей упругие свойства резины, обладает высокой прочностью при сжатии, растяжении и кручении. Поэтому такая опора может снизить сейсмическую энергию в 2–3 раза. Основным недостатком метода заключается в том, что у опоры жесткость в горизонтальном направлении в 10 раз меньше, чем в вертикальном направлении.

Стационарная сейсмоизоляция является наиболее эффективным из современных методов сейсмозащиты, однако известные конструкции сейсмоизоляторов имеют следующие значительные недостатки:

- большинство сейсмоизоляторов очень сложны в изготовлении и монтаже (часто требуется обеспечить герметичность антифрикционного покрытия, имеются сложности с организацией монтажа надфундаментных конструкций), при этом характеристики антифрикционного покрытия со временем ухудшаются;
- вопрос ограничения перемещений чаще всего решается использованием стальных пружин либо тросов (при этом возникает вероятность чрезмерных перемещений, вследствие чего здание теряет общую устойчивость);
- в случае больших перемещений надфундаментных конструкций при сильном сейсмическом воздействии возникает вероятность разрушения конструкции сейсмоизолятора из-за отсутствия механизма уменьшения ускорения здания при граничных перемещениях [2].

В системах сейсмогашения, включающих демпферы и динамические гасители, механическая энергия колеблющейся конструкции переходит в другие виды энергии, что приводит к демпфированию колебаний.

В настоящее время при возведении высотных зданий применяют различные демпферные системы. Используются как пассивные, так и полуактивные и активные системы виброзащиты [8].

Принцип работы пассивных демпферов заключается в увеличении демпфирующей способности конструкций, что в результате приводит к уменьшению резонансных колебаний. Они подбираются таким образом, чтобы величина собственной частоты колебаний конструкции была уменьшена.

Активные системы состоят из привода с подвижной массой и блока управления с датчиком. Обработка сигналов от колебательной системы и последующее формирование демпфирующих сил, приводит к снижению уровня вибраций системы.

Инерционный демпфер обеспечивает комфортные условия проживания в здании и значительно увеличивает его срок службы. В его состав входят упругие маятниковые или пружинные демпфирующие элементы, позволяющие контролировать вибрации здания. Возводимый массивный блок, установленный на высотном здании при сейсмических воздействиях совершает колебания с его резонансной частотой при помощи применяемого пружинного механизма. При этом демпфирующие характеристики и собственные частоты инерционного демпфера можно постоянно адаптировать под меняющиеся условия [7].

Гистерезисный демпфер(гаситель) используется в сооружениях с высокими сейсмическими нагрузками за счёт рассеивания энергии воздействующей на объект. К разновидностям такого демпфера относят: жидкостный вязкоупругий демпфер, твёрдый вязкоупругий демпфер, металлический вязкотекучий демпфер и демпфер сухого трения [7].

Жидкостный вязкоупругий демпфер базируется на технологии автоиндустрии. Амортизаторы уменьшают магнитуду вибраций, превращая кинетическую энергию колебаний в тепловую энергию, которая может быть рассеяна через тормозную жидкость. При этом на каждом уровне здания устанавливают подобные гасители колебаний, один конец которых крепится к колонне, другой к балке. Каждый гаситель состоит из поршневой головки, которая движется в цилиндре, наполненном силиконовым маслом. Во время землетрясения горизонтальное движение здания заставляет двигаться поршни, оказывая давление на масло, что преобразует механическую энергию землетрясения в тепло [7].

Твёрдый вязкоупругий демпфер дает возможностьувеличить амортизационную энергию здания, увеличить жёсткость здания.В состав конструкции входит пластик и эластомер – это материал, используемый для возведения. Между 2 металлическими листами положен достаточно вязкоупругий материал. За рубежом вязкие демпферы нашли применение в системе сейсмоизоляции, применяемой фирмой GERB (ФРГ) для реакторов атомных электростанций [7].

Демпфер сухого трения при работе поглощает динамическую энергию вовремя появления землетрясения. В сравнении с другими методами повышения сейсмостойкости здания и сооружения экономичен и имеет простой принцип работы. Демпфер содержит корпус в виде цилиндра с днищем, в котором расположен поршень. Поршень состоит из параллельных дисков, жестко соединенных между собой стержнем. Диски установлены относительно внутренней поверхности корпуса с зазором, а между ними расположен фрикционный материал. В нижний диск упирается пружина.Для фиксации поршня в корпусе демпфера предусмотрено стопорное кольцо, фиксируемое в канавке внутренней поверхности цилиндра корпуса. Стопорный элемент контактирует с верхним диском и удерживает поршень в исходном состоянии. Для высотных каркасно-ствольных зданий разработаны V-образные стальные и "песочные" демпферы, располагаемые между каркасом и стволом здания [7].

Эффективно зарекомендовал себя комплексный подход, предусматривающий группу устройств, которая назначена для того, чтобы повысить сейсмостойкости здания как инерционный демпфер и работать как единая система. Такая система называется многочастотным успокоителем колебаний. Она состоит из множества устройств, установленных на высотном здании и совершающих колебания с известными резонансными частотами по сейсмической нагрузке. В нее также входит ряд междуэтажных диафрагм, обрамленных набором выступающих консолей с различными периодами собственной колебаний. При этом консоли кроме повышения сейсмостойкости придают зданию интересный архитектурный вид.

Существующие методы повышения сейсмостойкости зданий разнообразны и требуют дальнейших исследований и усовершенствований конструирования. При проектировании и строительстве высотных зданий в сейсмическом районе рационально применять комплексные проектные решения, предусматривающие традиционные и специальные методы сейсмозащиты, включающие повышение прочностных характеристик несущих конструкций, сейсмоизоляционные и сейсмогасительные мероприятия, позволяющие значительно повысить надежность и безопасность возводимого здания.

Литература

1. Макаров С.Б., Панкова Н.В., Тропкин С.Н. Как работают амортизаторы в задачах сейсмозащиты зданий. Исследование вопроса на SIMULIA ABAQUS // Сейсмостойкое строительство, безопасность сооружений. – 2017. – № 4. – С. 36.
2. Захарченко И.В., Мальков Н.М. Разработка системы стационарной сейсмоизоляции // Строительство. Архитектура. – 2012. – С. 3–5.
3. Айзенберг Я.М. Адаптивные системы защиты сооружений. – М. : Наука, 1978. – 248 с.

4. Ньюмарк Н., Розенблат Э. Основы сейсмостойкого строительства. – М. : Стройиздат, 1980.
5. Смирнов В.И. Сейсмоизоляция – инновационная технология защиты высотных зданий от землетрясений в России и за рубежом // Сб.80 лет ЦНИИСК им. В.А.Кучеренко. – М., 2007. – С. 24–32.
6. Системы сейсмоизоляции / В.А. Тарасов [и др.] // Строительство уникальных зданий и сооружений. – 2016. – № 4 (43). – С. 117–140.
7. Алипур М., Гусман Курай Ф.Р, Абу Махади М.И. Система сейсмической изоляции сейсмические демпферы // Системные технологии. – 2019. – № 2 (31). – С. 58–64.
8. Лавренко Ю.А., Садыров Р.К. Сейсмические демпферы - законы работы и применения // Научные горизонты. – 2019. – № 4 (20). – С. 230–235.
9. Королева К.Г., Худякова С.В. Электронный журнал «Строительный эксперт». – 2017.
10. Выскребенцева М.А., ВуЛеКуен. Методы сейсмогашения и сейсмоизоляции с применением специальных устройств // Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона». – 2019. – № 1.

References

1. Makarov S.B., Pankova N.V., Tropkin S.N. How do shock absorbers work in seismic protection of buildings. Investigation of the issue on SIMULIA ABAQUS // Earthquake-resistant construction, safety of structures. – 2017. – № 4. – P. 36.
2. Zakharchenko I.V., Malkov N.M. Development of a stationary seismic isolation system // Construction. Architecture. – 2012. – P. 3–5.
3. Aisenberg Ya.M. Adaptive systems for protecting structures. – М. : Nauka, 1978. – 248 p.
4. Newmark N., Rosenblat E. Fundamentals of earthquake-resistant construction. – М. : Stroyizdat, 1980.
5. Smirnov V.I. Seismic isolation – an innovative technology for protecting high-rise buildings from earthquakes in Russia and abroad // Sat. 80 years of TsNIISK im. V.A. Kucherenko. – М., 2007. – P. 24–32.
6. Seismic isolation systems / V.A. Tarasov [et al.] // Construction of unique buildings and structures. – 2016. – № 4 (43). – P. 117–140.
7. Alipur M., Guzman Kurai F.R., Abu Mahadi M.I. Seismic isolation system and seismic dampers // System technologies. – 2019. – № 2 (31). – P. 58–64.
8. Lavrenko Yu.A., Sadyrov R.K. Seismic dampers – laws of operation and application // Scientific horizons. – 2019. – № 4 (20). – P. 230–235.
9. Koroleva K.G., Khudyakova S.V. Electronic magazine «Construction Expert». – 2017.
10. Vyskrebentseva M.A., VuLeKuen. Methods of seismic suppression and seismic isolation using special devices // Electronic scientific journal «Engineering Bulletin of the Don». – 2019. – № 1.

УДК 69.036

АНАЛИЗ РАЦИОНАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ АУТРИГЕРА

◆◆◆◆

ANALYSIS OF THE RATIONAL DESIGN OF OUTRIGGER

Западнава Екатерина Сергеевна

студентка института строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
zapadnova-katya@yandex.ru

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук, доцент кафедры
строительных конструкций института строительства и
транспортной инфраструктуры
Кубанский государственный технологический университет
lan.75@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены вопросы о необходимости применения аутригерных систем, основные их типы. Проведен анализ определения рациональной формы вертикальных связей в плане, способов их крепления к основным конструктивным элементам.

Ключевые слова: высотные здания, ядро жесткости, ветровая нагрузка, сейсмическая нагрузка, опрокидывающий момент, периметральные колонны, опоясывающая ферма, вертикальная связь, аутригерная система, демпферы, сплошной аутригер, рамный аутригер, ферменный аутригер.

Zapadnova Ekaterina Sergeevna

Student,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
zapadnova-katya@yandex.ru

Leonova Anna Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Building Structures of the Institute of
Construction and Transport Infrastructure,
Kuban State Technological University
lan.75@mail.ru

Annotation. Questions about the necessity of using outrigger systems and their main types are Considered. The analysis of determining the rational form of vertical connections in the plan, ways to attach them to the main structural elements.

Keywords: high-rise buildings, core of rigidity, wind load, seismic load, tipping moment, perimeter columns, girding truss, vertical connection, outrigger system, dampers, solid outrigger, frame outrigger, truss outrigger.

Все высотные здания, как правило, имеют в плане небольшие размеры. Их конструктивная особенность – наличие центрального монолитного ядра жесткости, в котором расположены лестницы, лифты, технические шахты и другие системы инженерного обслуживания. Так как ядро находится в центре здания, то происходит «смещение» центра поперечной жесткости ближе к центрам продольной ветровой и боковых сейсмических нагрузок, поэтому силы скручивания приводятся к минимуму. В местах с высокой сейсмической активностью, высотные здания имеют двойную конструктивную систему, так называемую «труба в трубе» (рис.1). Данное конструктивное решение повышает жесткость здания и сопротивление сечения скручиванию, но при этом недостаточно противостоит опрокидывающему моменту.

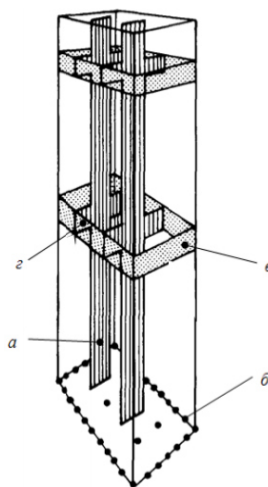


Рисунок 1 – Основные элементы высотного здания с конструктивной системой «труба в трубе»
а – вертикальный пилон (ядро жесткости); б – периметральные колонны;
в – опоясывающая ферма; г – вертикальная связь

Стоит отметить, что если поперечное сечение центрального ядра относительно большое, то оно может в достаточной степени обеспечить сопротивление опрокидывающему моменту, а также препятствовать «дрейфу» здания, но с увеличением соотношения высоты здания к его поперечному сечению, работа центрального ядра становится менее эффективной.

В момент, когда работа структуры здания по контролю за его «дрейфом» и сопротивлению опрокидывающему моменту становится чрезмерной, то тогда решается вопрос о введении в несущую конструкцию аутригерной системы [1].

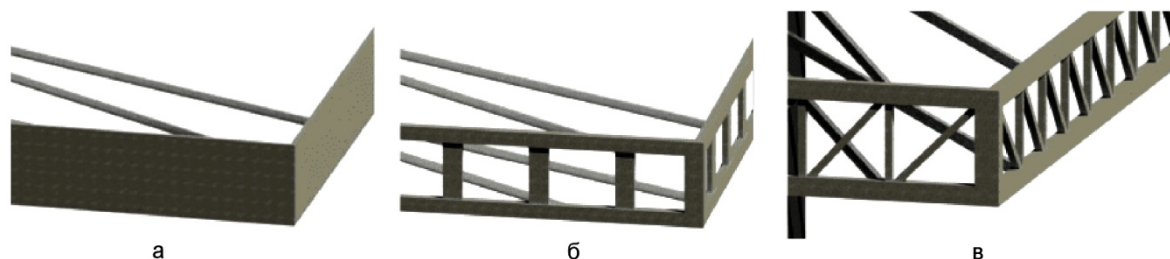
Аутригеры – жесткие горизонтальные конструкции, которые предназначены для повышения прочности здания за счет соединения ядра жесткости с наружными колоннами.

Аутригеры действуют как демпферы, уменьшая горизонтальные колебания. На самом верху здания происходят ускорения за счет ветра, который придает им динамическую составляющую, и если эти ускорения превышают определенную величину, то у людей, которые постоянно находятся в верхней части здания, может появиться морская болезнь – их будет укачивать. Поэтому величину ускорений нужно очень жестко контролировать, чтобы избежать появления дискомфорта у "населения" здания. Аутригеры служат как раз для этого – они дают возможность существенно снизить величину таких ускорений.

Как правило, аутригеры состоят из опоясывающей фермы, которая располагается по наружным колоннам, и вертикальных связей, которые соединяют центральное ядро с фермой [2, 3]. При этом в разных конструкциях аутригеры могут быть двухэтажными, без опоясывающих ферм или вовсе исключены все вертикальные связи. То есть конструкция аутригеров в отдельном высотном здании уникальна [4].

В настоящее время существует три типа аутригеров:

- сплошной (рис. 2, а);
- рамный (рис. 2, б);
- ферменный (рис. 2, в).



а

б

в

Рисунок 2 – Типы аутригеров

а – сплошной аутригер; б – рамный аутригер; в – ферменный аутригер

Наиболее оптимальным вариантом конструкции является ферменный аутригер.

Аутригерная система ставит перед проектировщиком достаточно серьезные задачи, требующие однозначного решения:

- значительные нагрузки должны передаваться вдоль всего здания ядром и колоннами по периметру, при этом должна быть обеспечена минимальная площадь сечения перечисленных элементов;

- должна быть обеспечена минимальная разница продольных деформаций колонн и ядра здания. Стоит учитывать, что деформации этих элементов – это длительный процесс, который требует постоянного мониторинга; при этом необходимо брать во внимание деформации, возникающие в результате осадок здания, усадки и ползучести бетона железобетонных конструкций;

- жесткое соединение между ядром и колоннами является обязательным и предназначено для обеспечения минимальной разницы продольных деформаций колонн и ядра.

Общая конструктивная система с аутригерными этажами представлена на рисунке 3.

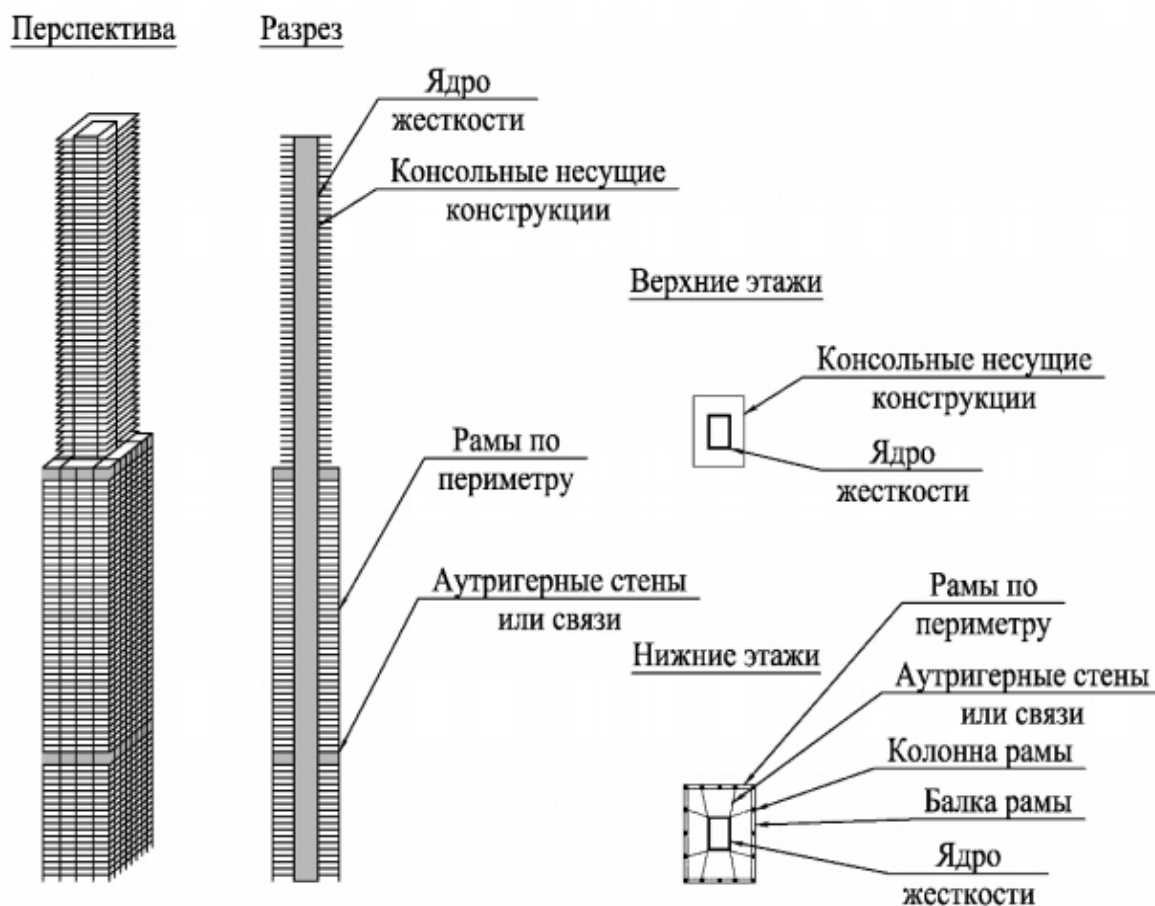
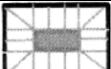


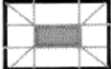
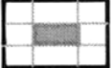
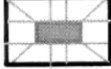





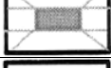
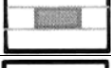

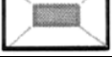
Рисунок 3 – Конструктивная система с аутригерными этажами

На основании исследований по выбору рациональной конструкции аутригера, в котором рассматривалось 60-этажное здание с аутригером на 55-м этаже (такое расположение выбрано ввиду максимальной эффективности связей), была составлена Таблица 1 – влияние формы плана вертикальных связей аутригера на податливость конструкции 60-этажного высотного здания [5].

Таблица 1. – Влияние формы плана вертикальных связей аутригера на податливость конструкции 60-этажного высотного здания

Индекс варианта	Форма плана	Расчетные критерии здания			
		Горизонтальное перемещение верха здания (f), мм	Относительное перемещение верха здания (f/H)		Максимальное ускорение (a_{vib}), мм/с ²
			Значение, ×10 ³	Уменьшение перемещения относительно здания без аутригера на, %	
1	2	3	4	5	6
	Без аутригера	228	0,95	0%	27,82
2А1		177	0,74	22%	25,18
Б		182	0,76	20%	25,29

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
В		185	0,77	19%	25,26
Г1		192	0,80	16%	25,39
Д		184	0,77	19%	25,30
Е		190	0,79	16%	25,42
Ж		187	0,78	18%	25,37
И		194	0,81	15%	25,50
Л		188	0,78	17%	25,50
М		180	0,75	21%	25,65
Н		195	0,81	15%	25,29
П		203	0,84	11%	25,41
Р		208	0,86	9%	25,67
С		198	0,83	13%	25,52

Наиболее жесткая конструкция аутригера (схема А), при которой вертикальные связи установлены в каждом шаге периметральных колонн, дает уменьшение горизонтального перемещения верха здания на 22 % по отношению к зданию без этажа жесткости. Однако такой вариант труден для реализации на практике, так как в некоторых точках конструкции, например, в углах ядра жесткости, сходится достаточно большое количество элементов с жесткими узлами. Из конструктивно реализуемых вариантов наибольший выигрыш в перемещениях (19 %) дает вариант Д, в нем связи расположены равномерно по периметру обстройки и обеспечивают равномерную передачу горизонтальных воздействий на внешние колонны. Данный вариант расстановки связей конструктивно значительно проще схемы А при незначительной (менее 3 %) разнице показателей.

При сравнении схем Ж и Л установлено, что при небольшом выигрыше в перемещениях в схеме Ж на пару связей больше (по коротким сторонам здания). Таким образом, компоновка по схеме Л является более предпочтительной, так как имеет меньшее число связей (аналогично схемы М и Н).

Варианты Г и Е по рассматриваемым параметрам имеют одинаковые показатели, значит, установка вертикальных связей по длинной стороне может быть выполнена на любом удалении от углов ядра жесткости.

Постановка угловых связей, располагаемых между углами ядра жесткости и углами периметральной обстройки, дает выигрыш в горизонтальном перемещении при отсутствии вертикальных связей по короткой стороне на 5 % по сравнению со схемой без связей по углам. Так, перемещение верха (схема Л) составляет 188 мм, в то время как для схемы М – 180 мм. Вариант, при котором устанавливаются вертикальные связи по короткой стороне в комбинации с угловыми вертикальными связями, не дает существенного выигрыша в горизонтальном перемещении (схема Н). Отметим также, что

угловые вертикальные связи не компенсируют отсутствие связей по длинной стороне (схемы Н (перемещение 195 мм), П (203 мм) и Л (188 мм)). Установка только угловых связей уменьшает горизонтальное перемещение верха здания на 13% (схема С), что является наиболее низким показателем по сравнению с другими вариантами. Конструктивно вариант схемы С наиболее прост и освобождает пространство между вертикальными связями по длинным и коротким сторонам.

Величины ускорений a_{vib} в горизонтальной плоскости верха здания незначительно отличаются при разных комбинациях вертикальных связей и колеблются в диапазоне величин 25,2–25,7 мм/с².

Максимальное ускорение зафиксировано в схемах с наименьшим количеством вертикальных связей (М и Р), а минимальное – с наибольшим количеством связей (А).

Таким образом, устройство пояса жесткости в здании позволяет уменьшить горизонтальные перемещения по всей высоте, свести к минимуму колебания, которые возникают от воздействия ветровой нагрузки. Использование конструкции аутригера позволяет существенно повысить жесткость здания, снизить стоимость строительства за счет уменьшения толщины ядра здания и площади армирования.

Наиболее рациональным расположением вертикальных связей аутригера считается такое, при котором они расположены равномерно по плану здания, то есть их шаг по всему периметру здания одинаков. Не рекомендуется использовать схемы, где вертикальные связи устанавливаются только по длинной стороне здания, а особенно – только по короткой.

Литература

1. Журнал «Высотные здания». – 2013. – № 5. – URL : <http://tallbuildings.ru/ru/proektirovanie-autrigernyh-sistem> (дата обращения: 11.11.2020 г.)
2. Чхе Х.С., Но Дж., Джосеф Л. Аутригерный дизайн для высотных зданий. – Великобритания : Рутледж, 2017. – С. 8–10.
3. Бангейл С. Таранат. Структурный анализ и проектирование высоких зданий: Конструкция из стали и композитов. – Флорида (США) : CRC Пресс, 2016. – С. 44–48.
4. Шумейко В.И. Системы поддержки уникальных высотных зданий // Международная научная конференция МАТЕС «Умный город». – СПб. : Науки EDP, 2017. – С. 106.
5. Журнал «Высотные здания». – 2014. – № 2 file:///C:/Users/user/Downloads/%D0%92%D1%8B%D0%BF%D1%83%D1%81%D0%BA%20%20%23%202014.pdf (дата обращения: 11.11.2020 г.)
6. Григорьева В.П., Леонова А.Н. Аутригерные конструктивные системы // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 332–336.

References

1. Journal of High-Rise Buildings. – 2013. – № 5. – URL : <http://tallbuildings.ru/ru/proektirovanie-autrigernyh-sistem> (access date: 11.11.2020).
2. Choi H.S., Ho G., Joseph L. Outrigger Design for High-Rise Buildings. – UK : Routledge, 2017. – P. 8–10.
3. Bungale S. Taranath. Structural Analysis and Design of Tall Buildings: Steel and Composite Construction. – Florida (USA) : CRC Press, 2016. – P. 44–48.
4. Shumeyko V.I. The support systems of unique high-rise buildings // MATEC International science conference «Smart city». – SPb. : EDP Sciences, 2017. – P. 106.
5. Journal High-Rise Buildings. – 2014. – № 2 file:///C:/Users/user/Downloads/%D0%92%D1%8B%D0%BF%D1%83%D1%81%D0%BA%20%20%23%202014.pdf (date of access: 11.11.2020)
6. Grigoryeva V.P., Leonova A.N. Outrigger Structural Systems // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 332–336.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗДАНИЙ



ENERGY EFFICIENCY OF BUILDINGS

Кашуба А.М.

студент 3 курс,
факультет промышленное и гражданское строительство,
институт строительства и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный технологический университет
kashuba535@gmail.com.

Аннотация. Статья представляет собой исследование энергоэффективности зданий. В статье рассмотрены наиболее распространённые, зарекомендовавшие себя с точки зрения эффективности и энергосбережения изделия и конструкции, которые используются при строительстве, ремонте и реконструкции энергоэффективных зданий.

Ключевые слова: энергоэффективное здание, энергоэффективность, тепловая защита зданий, теплопроводность ограждающих конструкций.

Kashuba A.M.

Student 3rd year,
Faculty of Industrial and Civil Engineering,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
kashuba535@gmail.com.

Annotation. The article is a study of energy efficiency of buildings. The article discusses the most common products and structures that have proven themselves in terms of efficiency and energy saving, which are used in the construction, repair and reconstruction of energy-efficient buildings.

Keywords: energy efficient building, energy efficiency thermal protection of buildings, thermal conductivity of enclosing structures.

Одной из основных задач, стоящих перед специалистами-геотехниками, является повышение эффективности применяемых конструкций зданий и сооружений за счет разработки и внедрения в практику строительства энергоэффективных конструктивно-технологических решений.

Энергоэффективность – это полезное (рациональное) использование энергетических ресурсов с целью оптимизации количества используемой энергии для сохранения постоянного уровня энергообеспечения здания или сооружения.

Среди основных причин нерационального расходования тепловой энергии в нашей стране можно отметить:

- несовершенство нерегулируемых систем естественной вентиляции;
- недостаточное теплоизоляционное качество окон и балконных дверей;
- несовершенные архитектурно-планировочные и инженерные решения отапливаемых лестничных клеток и лестнично-лифтовых блоков;
- недостаточное теплоизоляционное качество наружных стен, покрытий и перекрытий подвалов и чердаков;
- устаревшие типы котельного оборудования, несовершенные системы отопления и горячего водоснабжения, отсутствие приборов учета, контроля и регулирования указанных систем;
- чрезвычайно развитая сеть наружных теплотрасс с недостаточной тепловой изоляцией;
- отсутствие действенного механизма материальной заинтересованности энергопотребителей в экономии тепловой энергии;
- недостаточное использование нетрадиционных источников энергии.

Таким образом, для повышения энергоэффективности как существующих, так и вновь возводимых зданий и сооружений необходим системный подход и экономически обоснованный комплекс взаимосвязанных и взаимозависимых энергосберегающих мероприятий градостроительного, архитектурно-планировочного, конструктивного, инженерного и эксплуатационного характера.

Термин «энергоэффективность» введён СНиП 23-02-03 «Тепловая защита зданий», сменивший СНиП II-3-79* «Строительная теплотехника». Нормы данного СНиПа предусматривают введение нового показателя энергоэффективности зданий, а именно, удельная потребность в тепловой энергии на отопление, а также устанавливают классы энергоэффективности зданий, показатели энергоэффективности и их правила оценки как при проектировании и строительстве, так и при эксплуатации [1].

СНиП, СП и другие нормативно-правовые акты установили нормативные требования к зданиям по теплопроводности, в основе которых нормируется удельная потребность в тепловой энергии на отопление, охлаждение и вентиляцию зданий. Здания, удовлетворяющие данным требованиям, получили название «энергоэффективные здания».

В процессе формирования и развития понятия «энергоэффективное здание» произошло расширение его содержания от требований низкой теплопроводности ограждающих конструкций к минимизации первичной энергии на обеспечение необходимого микроклимата внутри здания. Таким образом, энергоэффективность – это эффективное использование не только тепловой энергии, но и других видов энергии и энергетических ресурсов, о чём сказано и в федеральном законе No 261-ФЗ [2].

Предлагается следующее определение: «энергоэффективное здание – это строение, отвечающее нормативным требованиям безопасности и надёжности, совокупность планировочных, конструктивных и инженерных решений которого обеспечивает необходимый потребительский уровень комфортности при нормативных или меньших затратах на энергоресурсы на протяжении всего жизненного цикла».

В настоящее время энергоэффективность зданий оценивается по степени их соответствия нормативным удельным показателям расхода энергетических ресурсов на отопление и вентиляцию единицы площади или объёма жилых и общественных зданий. Разрабатываемые с 1990-х годов на федеральном и региональном уровне нормативные документы содержат различные показатели оценки энергетической эффективности зданий, имеющие различное содержание и единицы измерения. Кроме этого, в настоящее время крупные научно-исследовательские организации строительного профиля разработали и внедрили в практику свои показатели энергетической эффективности зданий.

Структура потерь тепловой энергии через ограждающие конструкции различается для одного и того же типа зданий в зависимости от этажности, материала ограждающих конструкций, года строительства, срока эксплуатации, а также качества строительных работ. Например, для домов в зависимости от этажности она такова:

- на стены приходится 30–35 % теплопотерь в одно и двухэтажных зданиях, до 42 % – в пятиэтажных, до 49 % – в девятиэтажных;
- теплопотери через окна составляют 25, 32 и 35 % для одно-двухэтажных, пятиэтажных и девятиэтажных зданий соответственно;
- через цокольные и чердачные перекрытия, фундаменты здания теряется в среднем от 10 до 20 % тепла [3].

Эксплуатационная энергоэффективность здания формируется, прежде всего его теплоэнергоэффективностью, которая, в свою очередь, зависит от теплозащитных свойств глухой и светопрозрачных частей ограждающих конструкций здания. Мировой опыт показывает, что повысить энергетическую эффективность зданий можно только в случае применения комплексных архитектурно-строительных решений.

Для сокращения потерь тепловой энергии в строительстве сегодня применяются различные планировочные решения, теплоизоляционные материалы и конструкции, энергоэффективные фасадные системы, технологии возведения монолитных домов с несъемной опалубкой, энергоэффективные светопрозрачные конструкции.

Для увеличения энергоэффективности с планировочной точки зрения малоэтажные здания должны проектироваться максимально компактными и с меньшей изрезанностью фасада. Это позволит сократить площадь наружных ограждений и снизить теплопотери в зимний период и тепlopоступления в летний период. Таким образом, чем меньше отношение площади ограждающих конструкций к объёму здания, тем менее подвержено здание влияниям климата.

Согласно расчетам, идеальной формой энергоэффективного здания является полусфера, обращенная срезом к земле. Форма сферы имеет наименьшее отношение площади наружных стен к внутреннему объёму здания, что обеспечивает экономию строительных материалов и сокращение затрат на отопление и кондиционирование на 70–90 % [4].

Ориентация дома должна быть широтной, с учетом господствующего направления ветра в зимний период. Вход должен быть с подветренной стороны, жилые комнаты в самой теплой зоне с южной стороны дома, кухня – с восточной стороны дома, а хозяйственные помещения – с восточной или западной стороны. Ориентация основного фасада здания на южную сторону позволит получить дополнительную возможность обогрева помещений за счет солнечной энергии в зимние месяцы, увеличить использование светового дня. Кроме того, такая ориентация здания может использоваться для получения солнечной энергии или нагрева воды для отопления самого здания. Необходимо предусматривать максимальное остекление южных фасадов и минимальное остекление северных фасадов здания.

Существуют разные варианты утепления ограждающих конструкций здания энергоэффективными строительными материалами. Выбор конкретного варианта зависит от климатических условий и принимаемого на этапе строительного проектирования конструктивного решения [3].

Можно выделить два основных варианта утепления ограждающих конструкций:

- 1) многослойная стена с конструктивным слоем и слоем утеплителя (технологически неоднородная ограждающая конструкция);
- 2) стена, в которой слой утеплителя и конструктивный слой совпадают (технологически однородная ограждающая конструкция).

По некоторым подсчетам грамотное комплексное утепление ограждающих конструкций позволяет сократить расходы на отопление здания на 30–70 %. При проектировании новых и реконструкции существующих зданий выделяются два способа утепления – с наружной и внутренней стороны. Выбор оптимального способа утепления зависит от материала конструкций, от облика фасада и требований заказчика.

Оптимальным вариантом утепления ограждающей конструкции с точки зрения влагообмена является утепление с наружной стороны ограждения. В этом случае большая часть ограждающей конструкции будет иметь положительную температуру. Кроме того, система наружного утепления позволит защитить ограждающую конструкцию от осадков, ветра, перепадов температур, водного конденсата. При выборе системы теплоизоляции необходимо проверить расчетом, удовлетворяет ли конструкция нормам по защите от накопления и конденсации влаги внутри стены.

При проектировании и строительстве многослойных ограждающих конструкций необходимо, чтобы паропроницаемость каждого последующего слоя конструкции стены увеличивалась от помещения к наружной стороне стены, что позволит влаге выходить наружу. В противном случае в ограждающей конструкции будет накапливаться влага, образовываться плесень и грибок.

Литература

1. Опарина Л.А. Определение понятия «энергоэффективное здание» // Жилищное строительство. – 2010. – № 8. – С. 2–4.
2. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федер. закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 11 ноября 2009 г. // Рос. газ. – 2009. – 27 нояб. (№ 5050).
3. Голованова Л.А. Энергосбережение в жилищном строительстве. – Хабаровск : Изд-во Хабар. гос. техн. ун-та, 2005. – 146 с.
4. Бадьин Г.М., Сычев С.А. Современные технологии строительства и реконструкции зданий. – СПб. : БХВ-Петербург, 2013. – 288 с.
5. Леонова А.Н., Курочка М.В. Методы повышения энергоэффективности зданий при реконструкции // Вестник МГСУ. – 2018. – Т. 13. – № 7 (118). – С. 805–813.
6. Гамм М.В., Леонова А.Н. Основные параметры ресурсосбережения при реконструкции зданий // В сборнике: Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие». Октябрь 2017. // Сборник избранных статей. – 2017. – С. 56–59.
7. Карпанина Е.Н., Леонова А.Н. Мониторинг энергоэффективных зданий // В сборнике: Строительство в прибрежных курортных регионах. материалы IX международной научно-практической конференции. Министерство образования и науки РФ; Сочинский государственный университет. – 2016. – С. 145–148.

8. Вербицкий Д.О., Леонова А.Н. Энергоэффективность при строительстве и реконструкции зданий // В сборнике: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры. ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 32–37.
9. Леонова А.Н., Сорокина Е.Н. Конструктивное преимущество и эффективная функциональность энергосберегающих фасадов при реконструкции зданий // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2018. – № 9. – С. 206–215.
10. Карпанина Е.Н., Леонова А.Н. Некоторые аспекты использования конструкционных бетонов в каркасах энергоэффективных зданий // В сборнике: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры. ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 119–122.

References

1. Oparina, L.A. Definition of the concept of «energy efficient building» // Housing construction. – 2010. – № 8. – P. 2–4.
2. On energy saving and on increasing energy efficiency and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation: Feder. the law RF of November 23, 2009 № 261-FZ: adopted by the State. Duma Feder. Coll. Grew up. Federation on November 11, 2009 // Ros. gas. – 2009. – 27 nov. (№ 5050).
3. Golovanova L.A. Energy saving in housing construction. – Khabarovsk : Khabar Publishing House. state tech. University, 2005. – 146 p.
4. Badin G.M., Sychev S.A. Modern technologies of construction and reconstruction of buildings. – SPb. : BHV-Petersburg, 2013. – 288 p.
5. Leonova A.N., Kurochka M.V. Methods for improving the energy efficiency of buildings during reconstruction // Vestnik MGSU. – 2018. – Vol. 13. – № 7 (118). – P. 805–813.
6. Gamm M.V., Leonova A.N. The main parameters of resource saving in the reconstruction of buildings // In the collection: Proceedings of conferences of the State Research Institute «National Development» October 2017. // Collection of selected articles. – 2017. – P. 56–59.
7. Karpanina E.N., Leonova A.N. Monitoring of energy efficient buildings // In the collection: Construction in coastal resort regions. materials of the IX international scientific and practical conference. Ministry of Education and Science of the Russian Federation; Sochi State University. – 2016. – P. 145–148.
8. Verbitsky D.O., Leonova A.N. Energy efficiency in the construction and reconstruction of buildings // In the collection: Environmental, engineering, economic, legal and management aspects of the development of construction and transport infrastructure. FSBEI HE «KubSTU»; International Center for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 32–37.
9. Leonova A.N., Sorokina E.N. Constructive advantage and effective functionality of energy-saving facades during the reconstruction of buildings // Electronic network polythematic journal «Scientific works of KubGTU». – 2018. – № 9. – P. 206–215.
10. Karpanina E.N., Leonova A.N. Some aspects of the use of structural concrete in the frames of energy efficient buildings // In the collection: Environmental, engineering, economic, legal and management aspects of the development of construction and transport infrastructure. FSBEI HE «KubSTU»; International Center for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 119–122.

УДК 69.059.7

МЕТОДЫ УСИЛЕНИЯ ФУНДАМЕНТОВ



METHODS FOR STRENGTHENING FOUNDATIONS

Кишит Идар Ибрагим И.

студент направления подготовки
строительство уникальных зданий и сооружений,
Кубанский государственный технологический университет
edar.kasht@gmail.com

Аннотация. Данная статья посвящена необходимости усиления фундаментов при реконструкции зданий и сооружений. В статье представлены факторы, вызывающие необходимость усиления и их внешние признаки. Рассмотрены различные современные методы усиления фундаментов, их особенности.

Ключевые слова: фундамент, сваи, методы усиления.

Kishit Edar Ibrahim Y.

Student of the Direction of Preparation
Construction of Unique Buildings and
Structures,
Kuban State Technological University
edar.kasht@gmail.com

Annotation. This article is devoted to the need to strengthen foundations during the reconstruction of buildings and structures. The article presents the factors causing the need for strengthening and their external signs. Various modern methods of strengthening foundations, their features are considered.

Keywords: foundation, piles, strengthening methods.

Для увеличения экономической выгоды при реконструкции коммерческих зданий и сооружений очень часто появляется необходимость увеличения этажности зданий, что влечёт за собой увеличение нагрузки на фундамент. А это в свою очередь вызывает необходимость усиления фундамента здания [1].

Также в процессе строительства и эксплуатации фундамент может подвергаться воздействию различных факторов. Последствия действия этих факторов могут быть разрушительными для постройки. Если вовремя диагностировать проблему и устранить ее путем укрепления и усиления фундамента здание сможет прослужить долгие годы [1].

Необходимость усиления фундаментов возникает из-за следующих факторов:

- Увеличение нагрузок на уже существующие фундаменты при надстройке дополнительных этажей
- Ухудшение характеристик грунтов основания в период эксплуатации.
- Ошибочное проектное решение.
- Ошибки при проведении инженерно-геологических изысканий.
- Изменение свойств грунта под фундаментами здания.
- Несоблюдение технологии во время закладки фундамента.
- Экономия на строительных материалах.
- Некачественная гидроизоляция.
- Наклонная местность.
- Масштабные земляные работы, проводимые вблизи фундамента.
- Внутренняя или внешняя вибрация (близость к железной дороге, землетрясения и т.д.).
- Отсутствие мониторинга состояния здания и фундамента, подготовки основы и грунта к дополнительным нагрузкам.

Признаки возникновения проблем с фундаментом.

Стоит обратить внимание на состояние основы здания если:

- При визуальном осмотре фундамента видны деформированные и разрушенные участки.
- На отделке, стенах внутри помещения и цоколе стали появляться трещины.
- Имеет место частичное обрушение строения [1].

Учитывая тот факт, что от состояния фундамента зависит надежность всего здания в целом и безопасность находящихся в нем людей, игнорировать признаки разрушений категорически нельзя. В случае если обнаружены повреждения фундамента

здания, необходимо обратиться в специализированную организацию для проведения технического обследования, по результатам которого будут определены причины деформаций и назначен комплекс работ по восстановлению и усилению конструкций [2].

Перед началом выполнения работы по усилению фундамента и основания, необходимо провести очень тщательный анализ текущего состояния дома, а уже после этого заняться работами по его укреплению. Усиление фундамента позволяет в будущем избежать его полной замены. Для того чтобы качественно произвести все виды работ, следует оценить факторы, которые оказывают влияние на деформацию фундамента дома, и свести их к минимальному значению либо полностью устранить [3].

Существуют различные технологии усиления фундамента зданий, которые позволяют восстановить или существенно повысить показатели несущей способности фундамента любого здания. Существенной разницы между усилением фундамента частного дома и многоэтажного административного, производственного или жилого здания нет, а вот в зависимости от типа усиливаемого фундамента и различных характеристик грунтов методы усиления фундамента различны [4].

Существуют различные методы усиления фундамента, рассмотрим некоторые из них:

- сваями;
- железобетонной рубашкой;
- цементацией;
- увеличение подошвы;
- отливками;
- обоями;
- торкретбетоном
- опускным колодцем

Усиление фундамента сваями:

– Микросваи диаметром 150–300 мм удобны в использовании из-за того, что возможно совместить бурение с инъектированием раствора в скважины. Данный способ позволяет использовать буровые штанги, которые остаются внутри свай и обеспечивают более надежное усиление.

– Буронабивные сваи устанавливаются с помощью бурения скважин по всей протяженности фундамента снаружи и внутри постройки буровым оборудованием. Скважины необходимо делать каждые полтора метра глубиной около 2 м. В них необходимо вставить штырь арматуры и залить его бетонным раствором, после чего конструкцию прикрепить к фундаменту анкерами.

– Вдавливаемые сваи используют в том случае, если необходимо передать нагрузку на глуболежащие твердые грунты. Для данного случая применяется специальное оборудование. Для того чтобы обеспечить хорошую состыковку основания и свай, в основании устанавливаются балки.

– При повышенном уровне грунтовых вод используют выносные сваи, на которые выносят основание, пропустив сквозь него железобетонную балку, она и является своеобразным связующим звеном.

– Металлические трубчатые сваи задавливаются сразу с обеих сторон основания сваркой секций специальным оборудованием. Для этих же целей надо установить каркас из железобетона, связываемый с балками, для которых домкраты являются опорой [5].

Усиление фундамента железобетонной рубашкой.

Работы начинают с выкапывания фундамента таким образом, чтобы каждая закладка не была больше трех метров в длину. Вначале необходимо откопать и укрепить углы. Глубина подкопа должна быть больше глубины фундамента на 50 см.

Далее устраивается арматурный каркас, который обтягивает подземную часть здания с наружной стороны. Максимальная нагрузка каркаса увеличивается креплением к уже существующему фундаменту анкерами. Необходимо расположить прутья арматурного пояса по вертикали и горизонтали, а пересекающиеся точки обвязать проволокой.

После чего производится монтаж съемной опалубки с подпорками и заливается раствор.

Усиление фундамента цементацией.

Цементация – это способ укрепления основания дома путем введения в фундамент инъекций специальных растворов на основе цемента в зависимости от состава материала, из которого сделан фундамент. Цементация осуществляется путем бурения скважины в теле фундамента и последующей закачкой раствора под давлением. Расчетное количество инъекций, введенных в область повреждения фундамента, позволяет сделать прочнее связи между составляющими бетона, а также сделать фундамент монолитным [6].

Усиление фундамента увеличением подошвы.

Подошва – это подушка из железобетона, которая служит опорой для основания.

– Изначально следует разметить фундамент через каждые 2,5–3 метра и сделать выемки грунта по бокам фундамента и под ним.

– После чего заложить под основание арматурную стяжку и заполнить ее раствором, который необходимо распределить однородно и избавиться от воздушных пузырьков, для этого пригодится бетонный вибратор. Боковые стены подошвы требуется поднять на цоколь на расстояние 15 сантиметров [3].

Усиление фундамент отливками.

– В данном методе железобетонные отливы используются взамен арматурного каркаса. Их следует установить с двух сторон и отжать таким образом, чтобы их верхушка не касалась стены, а нижняя касалась.

– Затем необходимо зафиксировать конструкцию домкратами и стяжкой, а также выкопать траншеи захватками до двух метров.

– Расстояние между стеной и отливками нужно заполнить раствором [3].

Усиление фундамента обоями.

– Укрепление может проводиться железобетонными обоями. Этот способ позволяет укрепить фундамент по всей толщине, так как раствор заполняет все пустоты кладки.

– Изначально выкапывают участок существующего основания до трех метров в длину. Участок должен углубляться на полметра, а его ширина должна составлять один метр.

– С двух сторон просверливаются насквозь дырки, расположенные в шахматном порядке. В них ставятся стержни арматурных прутьев, к которым крепится каркас с ячейками 150 на 150 миллиметров. После чего устанавливается опалубка и заливается образовавшееся пространство бетоном [3].

Усиление фундамента торкретбетоном.

Вокруг основания выкапывается полутораметровая траншея, очищается кладка и наносятся дополнительные насечки.

Откопанные и очищенные части под давлением покрываются раствором с помощью пушки. Это позволяет полностью заполнить все щели.

Данный метод укрепления стоит выбирать, когда фундамент не сильно деформирован либо перед возведением новых этажей дома, чтобы снизить нагрузку на основание [3].

Усиление фундамента опускным колодцем.

Опускные колодцы – это сборные конструкции из железобетонных плит, которыми обжимается грунт вокруг стенок фундамента. Погружение колодца производится в процессе последовательной выемки грунта под бетонными плитами. Образованная вокруг стенок фундамента траншея засыпается песком, который поливается водой и послойно уплотняется [4].

Выбор метода усиления.

Для того чтобы определить, как укрепить фундамент в каждом конкретном случае, необходимо уточнить его конструктивные особенности, характер нагрузок, изучить инженерно-геологические условия площадки, учесть возможность подтопления грунтовыми водами, принять во внимание региональные климатические особенности, оказывающие влияние на процесс деформации. После всестороннего анализа нарушения работы конструкции подбирается наиболее оптимальный и экономичный вариант усиления [7].

Для укрепления свайного фундамента.

Фундамент из свай считается одним из наиболее прочных и надежных способов закрепить здание на грунте, но и такой вариант может потребовать укрепления. Самыми популярными считаются: установка обойм вокруг разрушающихся опор, усиление фундамента новыми сваями, дополнение буроинъекционными опорами.

Для усиления ленточного фундамента.

Такая основа демонстрирует отличные характеристики устойчивости и прочности при минимальных затратах строительного материала. Применяется в строительстве небольших, малоэтажных зданий и строений. Увеличить несущие способности ленточного основания можно при помощи следующих техник: для мелкозаглубленных оснований используют метод усиливающей бетонной отливки («бетонной рубашки»). Для утолщения можно использовать бетонную обойму, стяжку стен с помощью металлических уголков или швеллеров. Дополнительно усилить сваями, специальным напылением (торкретированием), использовать перекрещенные железобетонные ленты и т.д.

Для усиления монолитного фундамента.

Если почва под таким типом фундамента подвижная, строение может накрениться. Для усиления фундамента дома можно использовать сваи, вбить трубы и прочие дополнительные опорные элементы [8].

Выбор способов и техник зависит от множества факторов и должен основываться на детальном исследовании состояния бетонного основания.

Все действия должны быть проведены квалифицированным инженером с использованием специализированного оборудования. Только тогда все мероприятия по усилению подошвы фундамента будут иметь результат [1].

Литература

1. Белый Д.А., Леонова А.Н. Способы усиления фундаментов мелкого заложения // В сборнике: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры. Сборник статей Международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 13–16.
2. URL : <http://proektdon.ru/uslugi/usilenie-fundamentov-zdaniy?yclid=7243032850314078692> (дата обращения 23.11.2020)
3. URL : <http://strport.ru/stroitelstvo-domov/usilenie-fundamenta-poshagovaya-instruktsiya> (дата обращения 23.11.2020)
4. URL : <https://kommtex.ru/usilenie-fundamentov> (дата обращения 23.11.2020)
5. Поддубский А.В., Леонова А.Н. Современные технологии строительства фундаментов в сейсмоопасных районах // В сборнике: Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. Материалы Третьей Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – 2016. – С. 108–110.
6. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами // В сборнике: Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.
7. Фурсина Ю.В., Иванова С.О., Леонова А.Н. Опыт реконструкции зданий в странах Европы и сравнение с реновацией в России // Бюллетень науки и практики. – 2019. – Т. 5. – № 5. – С. 241–246.
8. Гамм М.В., Леонова А.Н. Основные параметры ресурсосбережения при реконструкции зданий // В сборнике: Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие». Октябрь 2017. Сборник избранных статей. – 2017. – С. 56–59.

References

1. Bely D.A., Leonova A.N. Ways to strengthen shallow foundations // In the collection: Environmental, engineering, economic, legal and managerial aspects of the development of construction and transport infrastructure. Collection of articles of the International Scientific and Practical Conference. FSBEI HE «Kuban State Technological University», Institute of Construction and Transport Infrastructure; FSBEI HE «KubSTU»; International Center for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 13–16.

2. URL : <http://proektdon.ru/uslugi/usilenie-fundamentov-zdanij?yclid=7243032850314078692> (date of application 23.11.2020)
3. URL : <http://strport.ru/stroitelstvo-domov/usilenie-fundamenta-poshagovaya-instruksiya> (date of application 23.11.2020)
4. URL : <https://kommtext.ru/usilenie-fundamentov> (date of application 23.11.2020)
5. Poddubskiy A.V., Leonova A.N. Modern technologies for the construction of foundations in earthquake-prone areas // In the collection: Topical issues of urban construction, architecture and design in resort regions. Materials of the Third All-Russian Scientific and Practical Conference of Young Scientists. – 2016. – P. 108–110.
6. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern methods of strengthening building structures with carbon composite materials // In the collection: Topical issues of urban construction, architecture and design in resort regions. Materials of the Second All-Russian Scientific and Practical Conference. – 2015. – P. 75–79.
7. Fursina Yu.V., Ivanova S.O., Leonova A.N. Experience in the reconstruction of buildings in Europe and comparison with renovation in Russia // Bulletin of Science and Practice. – 2019. – Vol. 5. – № 5. – P. 241–246.
8. Gamm M.V., Leonova A.N. The main parameters of resource saving in the reconstruction of buildings // In the collection: Proceedings of the conferences of the State Research Institute «National Development». October 2017. Collection of selected articles. – 2017. – P. 56–59.

УДК 656.073

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ДОРОЖНОГО ДВИЖЕНИЯ В Г. КРАСНОДАРЕ



IMPROVING ROAD SAFETY IN KRASNODAR

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Надирян С.Л.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Орешкина А.Д.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. Транспорт является неотъемлемой частью нашей жизни. Обеспечение безопасности дорожного движения является приоритетным вопросом в социально-экономическом развитии России. В России основными видами ДТП являются наезд на пешехода, столкновение транспортных средств, наезд на стоящее транспортное средство, опрокидывание ТС. Для сокращения количества ДТП требуется использовать системный подход к установлению взаимодополняющих задач по обеспечению безопасности дорожного движения.

Ключевые слова: дорожно-транспортное происшествие, безопасность, дорожное движение, аварийность, водитель, автомобильный транспорт

Konovalova T.V.

Kuban State Technological University
sofi008008@yandex.ru

Nadiryan S.L.

Kuban State Technological University
sofi008008@yandex.ru

Oreshkina A.D.

Kuban State Technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. Transport is an integral part of our lives. Ensuring road safety is a priority issue in the socio-economic development of Russia. In Russia, the main types of accidents are collision with a pedestrian, collision of vehicles, collision with a standing vehicle, overturning of a vehicle. To reduce the number of accidents, it is required to use a systematic approach to establishing complementary tasks to ensure road safety.

Keywords: traffic accident, safety, traffic, accident, driver, road transport

Безопасность дорожного движения является одной из важнейших социально-экономических и демографических проблем города Краснодара. Проблема обеспечения безопасности дорожного движения не может быть решена без поддержки самых широких слоев населения, учета мнения общественности в процессе реализации управленческих решений, целевых программ и проектов. Обеспечение безопасности дорожного движения является частью более крупных задач, таких как обеспечение личной безопасности, повышение качества жизни и содействие региональному развитию. На число дорожно-транспортных происшествий (ДТП) прямо или косвенно влияет непрерывный рост автомобильного парка, его скорости и разнотипности и высокая загруженность дорог [1–3].

Обеспечение безопасности дорожного движения является приоритетным вопросом в социально-экономическом развитии России в ряде стратегических и программных документов. Одной из актуальных задач развития страны Президентом Российской Федерации В.В. Путиным в Послании Федеральному Собранию Российской Федерации на 2013 год названо внедрение программ повышения безопасности на дорогах.

Правительством Российской Федерации утверждена целевая программа «Повышение безопасности дорожного движения в 2013–2020 годах» для сокращения параметров дорожно-транспортной аварийности. Целью которой является сокращение количества ДТП со смертельным исходом, в том числе детей, к 2020 году на 8 тыс. человек (28,8 %) по сравнению с 2012 годом.

Для достижения поставленной цели требуется использовать системный подход к установлению взаимодополняющих задач по обеспечению безопасности дорожного движения.

К ним относятся:

- формирование негативного отношения к нарушениям Правил дорожного движения (далее-ПДД) с помощью пропаганды;
- повышение культуры вождения;
- введения в действие стационарных и передвижных комплексов фиксации нарушений ПДД, работающих в автоматическом режиме;
- практика Государственной инспекции безопасности дорожного движения (далее – ГИБДД) по принятию мер к правонарушителям.

Также важную роль играет наука и образование. В работе дорожных и автотранспортных организаций, организаций по обучению и подготовке водительских кадров положительные результаты должны дать исследования и разработка критериев организации и безопасности движения, которые будут научно обоснованы [4-6].

Выполнить научные исследования применив метод анализа ДТП, а также разработать и применить в практику профилактики ДТП типовые решения для внедрения наиболее эффективных средств должны специалисты в данной области к которым относятся ГИБДД. К основным видам деятельности которой относятся контрольные и надзорные функции.

Возможной причиной ДТП также может является техническое состояние дороги. Дорожное покрытие имеет определенный срок эксплуатации и по истечению этого срока оно приходит в негодность. В большей степени на сохранность дороги влияют погодные условия, качество покрытия, своевременная реставрация (ремонт), пропускная способность той или иной области проезжей части.

Важно контролировать состояние дорожного полотна. В России существует ГОСТ Р 50597-93 «Требования к эксплуатационному состоянию, допустимому по условиям обеспечения безопасности дорожного движения» в котором в пункте 3.1.1 говорится, что покрытие проезжей части не должно иметь просадок, выбоин, иных повреждений, затрудняющих движение транспортных средств с разрешенной Правилами дорожного движения скоростью. Также данный ГОСТ устанавливает допустимые размеры отдельных просадок, выбоин и т.п., они не должны превышать по длине 15 см, ширине – 60 см и глубине – 5 см.

Также на дорожное покрытие большое влияние оказывают климатические условия. К ним относятся амплитуда и скорость колебания температуры, количество осадков и их испарение, мощность снегового покрова и глубина промерзания. В замерзшем земляном полотне возникают процессы перераспределения влаги и образования ледяных прослоек, которые, оттаивая весной, вызывают переувлажнение грунта и снижение прочности дорожной одежды.

Если правильно поддерживать и уделять внимание, то дорожное покрытие будет сохранять свое качество на достойном уровне. Грамотные и квалифицированные специалисты должны заниматься производством ремонтных дорог. Также необходим подбор качественного строительного материала, который соответствует определенным требованиям. Проведение реставрационных работ дорожного покрытия должно быть своевременным для избегания последующего разрешения [7–8].

В России основными видами ДТП являются наезд на пешехода, столкновение транспортных средств, наезд на стоящее транспортное средство, опрокидывание ТС.

По оперативным данным МВД России по Краснодарскому краю в 2020 году с января по август произошло 4063 зафиксированных ДТП, что на 594 аварии (12,8 %) меньше, чем за январь-август предыдущего года. Отмечено 475 погибших человек, что на 113 (19,2 %) человек меньше. Ранения получили 5159 (–984, –16 %) человек.

С участием детей допущено 497 (–24,5 %, –161) ДТП, в результате которых 15 (–55,9 %, –19) несовершеннолетних погибло и 551 (–12,5 %, –179) получили ранения.

Водителями с признаками опьянения совершено 474 (–21,7 %, –131) ДТП, в результате которых 89 (–38,2 %, –55) человек погибли и 631 (–21,3 %, –171) пострадало.

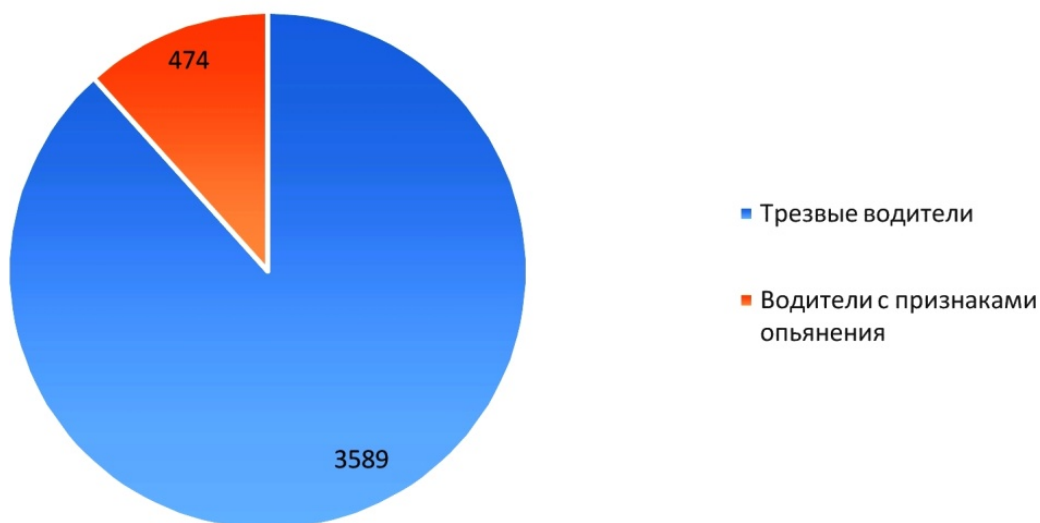


Рисунок 1 – Доля совершенных ДТП водителями с признаками опьянения

По данным ГИБДД в городе Краснодар за январь-август 2020 совершено 675 ДТП, зафиксировано 46 погибших и 840 раненых. Из которых 203 ДТП произошли в темное время суток, 26 человек погибли, 257 – ранены.



Рисунок 2 – Доля погибших и количества ДТП в темное время суток в городе Краснодар

Из этого следует, что ДТП, совершенные в темное время суток, имеют более тяжелые последствия.

Сумма всех штрафов за правонарушения в области дорожного движения составляет 2,6 млрд рублей, исполнено из которых 1,2 млрд рублей.

В Краснодарском крае сотрудниками ГИБДД и ДПС было оштрафовано нарушителей на сумму 602,1 млн рублей, из них исполнено постановлений на сумму 386,7 млн рублей, что составило 81,6 %.

ЦАФАПОДД ГИБДД (г. Краснодар) наложено штрафов (вступивших в законную силу) на сумму более 2,0 млрд рублей, взыскано 235,6 млн рублей (70,0 %).

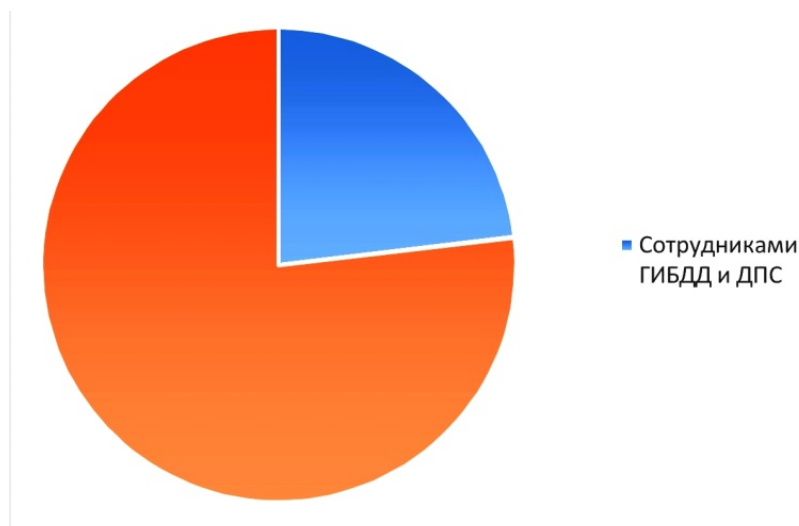


Рисунок 3 – Сумма наложенных штрафов за январь-август 2020 год

В 44 городах и районах Краснодарского края, включая Краснодар, установлено 337 аппаратно-программных комплексов системы «Ураган», позволяющих идентифицировать проходящий транспорт по государственным регистрационным знакам.

С привлечением общественных организаций, средств массовой информации, предприятий и организаций с начала года проведено 1713 (-24 %) пропагандистских мероприятий, 1348 из них были направлены на профилактику детского дорожно-транспортного травматизма.

Для стабилизации обстановки с аварийностью и профилактики отдельных видов нарушений ПДД организованы и проведены профилактические мероприятия «Внимание-дети!», «Пешеход», «Технеисправность», «Ребенок-главный пассажир», «Декада дорожной безопасности детей», «Автобус», «Маячок», «Безопасное колесо», «Грузовик», «Мотоциклист», «Автокресло детям», «На дорогах все равны», «Неделя детской дорожной безопасности», «Декадник детской дорожной безопасности» [9–11].

С 4 по 7 февраля 2020 года специалистами аналитического агентства «АВТОСТАТ» и издательства «За рулем» был проведен опрос водителей о причинах происходящих ДТП. Участие приняли более 1300 автовладельцев.



Рисунок 4 – Результаты опроса водителей о причинах происходящих ДТП

По итогам опроса было видно, что буквально каждый второй респондент (52 %) видит основную причину дорожных происшествий в том, что в нашей стране водители не уважают друг друга и, собственно, сами правила движения в потоке. Они подрезают при обгонах, притираются в потоке, пытаются «учить» новичков и «слишком умных», не считают нужным включать поворотники и т.п.

Почти каждый четвертый (23 %) респондент считает, что лихачество и любовь к высоким скоростям является главным врагом безаварийной езды.

Около 15 % в качестве причин аварии назвали то, что водители, будучи за рулем, часто отвлекаются от дороги (кофе, сигарета, мобильный, окрестности, разговор с пассажирами и пр.).

Несоблюдение дистанции указали 7 % опрошенных, прием алкоголя – почти 3 %.

Система обеспечения безопасности движения на автодорогах включает в себя следующие составляющие: уровень развития дорожно-транспортной инфраструктуры и ее техническое состояние; техническое состояние автомобилей и других транспортных средств; уровень подготовки и опытность водителей; дисциплинированность участников дорожного движения; нормативные акты в сфере безопасности дорожного движения и их выполнение; характеристики технических, информационных и организационных систем; масштабы и структура транспортных потоков; технологический уровень дорожно-транспортной системы; соблюдение участниками дорожного движения норм этики и морали; взаимодействие различных типов транспорта (общественный, личный, специальный, грузовой, аварийный и др.)

Чтобы движение на автодорогах стало безопаснее, в настоящее время идет поиск инновационных решений, в числе которых дублирующие способы оповещения участников дорожного движения об опасности в системах «автомобиль-автомобиль», «автомобиль-пешеход» и «автомобиль-дорога». Такое оповещение позволит повысить эффективность используемых в настоящее время традиционных средств информирования водителя, в число которых входят:

- дорожные знаки различного назначения, установленные по направлению движения транспорта;
- вертикальная разметка из чередующихся полос черного и белого цветов, нанесенная на элементах ограждения с целью обозначить габариты проезжей части;
- горизонтальная разметка в виде линий, надписей и стрелок, нанесенных на дорожном полотне с целью установить режимы и порядок движения;
- видеокамеры, установленные вдоль проезжей части с целью фиксации нарушения правил и определения номеров автомобилей.

У всех имеющихся средств информирования водителя о дорожной ситуации есть один существенный недостаток – они малозаметны в условиях плохой видимости (в ночное время или при ухудшении погодных условий).

Причины снижения эффективности перечисленных визуальных средств могут быть следующими:

- Во-первых, вождения в состоянии усталости или болезни;
- Во-вторых, наличия других визуальных объектов (например, рекламных щитов), которые отвлекают внимание водителя;
- В-третьих, управления транспортным средством водителем с недостаточным опытом или пожилого возраста;
- В-четвертых, использования временных дорожных знаков, не всегда соответствующих ГОСТу или знаков, установленных в местах с недостаточным обзором.

Мероприятия по снижению количества ДТП в Краснодаре:

- необходимо уделить большое внимание обеспечению соблюдения скоростных режимов путем привлечения нарушителей к строгим дисциплинарным наказаниям (штрафы, принудительный курсы по безопасности движения и т.д.);
- расширить применение знаков, предупреждающих о пешеходных переходах со светодиодной подсветкой;
- провести техническое переоснащение светодиодными светофорами;
- провести освещение дорог и подсветка пешеходных переходов в течение всей ночи;

- выделить территории для стоянок автотранспорта (около магазинов и т.п.), так как из-за отсутствия парковочных мест водители часто оставляют свои транспортные средства на пешеходных переходах или ближе чем 15 метров от и до них;
- увеличить контроль за прохождением государственного технического осмотра транспортных средств, так как несмотря на то, что ДТП по технической неисправности не так уж много, однако последствия, как правило, от них одни из самых тяжёлых;
- снизить нештрафуемый порог превышения скорости (на данный момент 20 км/ч);
- обезопасить пешеходные переходы: островки безопасности, треугольник видимости, освещение;
- развивать общественный транспорт - чем меньше машин, тем безопасней пешеходу.

Реализация перечисленных мероприятий совместно с уже реализуемыми мероприятиями (государственный технический осмотр транспортных средств; внедрение акций стань заметней (фликеры); необходимость пристёгивания ремней безопасности для пассажиров на заднем сидении; обязательное использование детских автомобильных кресел; обязательное медицинское освидетельствование водителей; широкий доступ к информации о безопасном управлении транспортными средствами и безопасном поведении на дороге и т.д.) позволит снизить количество ДТП.

Литература

1. ГОСТ Р 50597-93 «Автомобильные дороги и улицы. Требования к эксплуатационному состоянию, допустимому по условиям обеспечения безопасности дорожного движения» [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.consultant.ru>.
2. Привалова Н.М. Влияние природных факторов на состояние автомобильных дорог Краснодарского края [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.fundamental-research.ru>
3. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Организационно-производственные структуры транспорта. – Краснодар, 2014.
4. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения: учебное пособие. – Краснодар, 2018.
5. Анализ работы транспортных систем / Т.В. Коновалова [и др.]. – Краснодар, 2019.
6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
7. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Транспортные сети и возможности их моделирования при помощи современных пакетов прикладных программ // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 138–142.
8. Надирян С.Л., Изюмский А.А. Основные направления в области транспортной безопасности // В сборнике: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 236–237.
9. Надирян С.Л., Изюмский А.А., Кирий К.А. Транспортная безопасность, как фактор развития автомобильной отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 69–71.
10. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Адамян Г.В. Ответственность перевозчика по договору международной автомобильной перевозки // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 4. – С. 1–10.
11. Изюмский А.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Повышение эффективности функционирования транспортно-логистических систем через воздействие на финансовые потоки // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 10. – С. 168–172.

References

1. GOST R 50597-93 «Roads and streets. Requirements for the operational condition acceptable under the conditions of ensuring road safety» [Electronic resource] – URL : <http://www.consultant.ru>.
2. Privalova N.M. The influence of natural factors on the state of roads of the Krasnodar Territory [Electronic resource] – URL : <http://www.fundamental-research.ru>
3. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Organizational and production structures of transport. – Krasnodar, 2014.

4. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryan S.L. Ways to assess the effectiveness of road traffic management: textbook. – Krasnodar, 2018.
5. Analysis of transport systems / T.V. Konovalova [et al.]. – Krasnodar, 2019.
6. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of the transport service system for industrial enterprises in the region // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2015. – № 3. – P. 120–122.
7. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Transport networks and their modeling capabilities using modern application software packages // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 2. – P. 138–142.
8. Nadiryan S.L., Izyumsky A.A. Main directions in the field of transport security. In the collection: Prospects for development and safety of the motor transport complex. – 2013. – P. 236–23
9. Nadiryan S.L., Izyumsky A.A., Kiriya K.A. Transport safety as a factor in the development of the automotive industry // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2013. – № 3. – P. 69–71.
10. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Adamyan G.V. Liability of the carrier under the contract of international automobile transportation // Polythematic network electronic magazine «Scientific works of the Kuban state University». – 2015. – № 4. – P. 1–10.
11. Izyumsky A.A., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Improving the efficiency of transport and logistics systems through the impact on financial flows // Humanities, socio-economic and social Sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.

УДК 656.073

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ДОРОЖНО-ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ПРИ УПРАВЛЕНИИ
ПАРКОВОЧНЫМ ПРОСТРАНСТВОМ В ГОРОДАХ**



**THEORETICAL BASIS FOR ENSURING THE FUNCTIONING
OF ROAD TRANSPORT INFRASTRUCTURE IN THE MANAGEMENT
OF PARKING SPACE IN CITIES**

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Надирян С.Л.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Котенкова И.Н.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены теоретические основы обеспечения функционирования дорожно-транспортной инфраструктуры при управлении парковочным пространством в городах.

Ключевые слова: автомобильные транспорт, транспортная инфраструктура, экономика, транспортный комплекс, парковочное пространство.

Konovalova T.V.

Kuban State Technological University
sofi008008@yandex.ru

Nadiryan S.L.

Kuban State Technological University
sofi008008@yandex.ru

Kotenkova I.N.

Kuban State Technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article discusses the theoretical basis for ensuring the functioning of road transport infrastructure in the management of parking space in cities.

Keywords: automobile transport, transport infrastructure, economy, transport complex, parking space.

Вариант размещения парковок на сети дорог в каждом конкретном случае выбирается с учетом транспортных, эксплуатационных и градостроительных особенностей данной территории.

На этапе планирования создания и проектирования парковок необходимо обеспечить:

- выделение элементов парковок на сети дорог;
- удобный доступ с парковок в жилые, коммерческие и производственные здания;
- возможность содержания дорожных покрытий парковок;
- безопасность размещения парковок для участников дорожного движения;
- обеспечение парковок информационными указателями.

Определение допустимости размещения парковок на сети дорог населенных пунктов осуществляется по следующему алгоритму:

- а) выбор участка сети дорог,
- б) сбор и подготовка исходных данных,
- в) определение возможности размещения парковки на сети дорог,
- г) выбор основного варианта размещения парковки.

Для выбора участка сети дорог производится предварительный отбор участков, потенциально приемлемых для размещения парковок, с указанием адресов и ранжированием в зависимости от типа парковки [1–3].

Сбор и подготовка исходных данных:

- подготовка картографических данных дороги, на которой необходимо оценить допустимость размещения парковок;
- определение категории рассматриваемой дороги;
- определение схемы организации движения транспортных и пешеходных потоков, маршрутов транспорта общего пользования;
- определение нормативной ширины проезжей части и тротуара;
- проведение натурных обследований количества припаркованных транспортных средств, интенсивности движения транспортных средств и пешеходов в часы наибольшей загрузки дорог движением, геометрических параметров сети дорог (шири-

ны ПЧ, полос движения, тротуаров, высоты бортового камня тротуаров, наличие продольных уклонов);

– уточнение схемы организации дорожного движения рассматриваемого участка сети дорог.

Размещение парковки полностью на проезжей части возможно, если:

– на дороге местного значения одностороннего движения при ширине проезжей части больше или равной 6,5 м, что связано с обеспечением существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств и обеспечением возможности движения пожарной техники (минимальная ширина ПЧ для проезда пожарной техники – 4,0 м, полосы для парковки легковых автомобилей – 2,5 м);

– на дороге местного значения в жилой застройке с двухсторонним движением при ширине ПЧ больше или равной 8,5 м, что связано с обеспечением существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств и минимальной шириной полосы движения – 3,0 м при отсутствии движения маршрутных транспортных средств и полосы для парковки легковых автомобилей – 2,5 м;

– на дороге местного значения в жилой застройке с двухсторонним движением при ширине ПЧ больше или равной 9,5 м, что связано с обеспечением существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств и минимальной шириной полосы движения – 3,5 м при отсутствии движения маршрутных транспортных средств и полосы паркования легковых автомобилей – 2,5 м;

– на дороге местного значения в жилой застройке с двухсторонним движением при ширине ПЧ больше или равной 9,5 м, что связано с обеспечением существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств и минимальной шириной полосы движения – 3,5 м при отсутствии при наличии движения маршрутных транспортных средств и полосы паркования легковых автомобилей – 2,5 м;

– для остальных категорий дорог определяющим фактором является ненормативная минимальная ширина ПЧ, а обеспечение существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств с резервом пропускной способности не менее 15 %.

Если ширина ПЧ меньше указанных значений или не отвечает приведенным требованиям, то определяется возможность размещения парковки полностью на тротуаре или с частичным заездом на тротуар из условия обеспечения возможности заезда непосредственно с проезжей части [4–6].

Для размещения парковки полностью на тротуаре или с частичным заездом на тротуар высота его бортового камня должна быть меньше или равна 12 см. Если высота бортового камня тротуара больше 12 см, то разместить парковку на тротуаре или с частичным заездом на тротуар, при заезде на машино-место непосредственно с ПЧ, невозможно [7–8].

В случае отсутствия возможности размещения парковки полностью на ПЧ по условию обеспечения нормативной минимальной ширины ПЧ и при высоте бортового камня тротуара меньшей или равной 12 см, определяется возможность размещения парковки полностью на тротуаре из условия обеспечения нормативной минимальной ширины пешеходной части тротуара. Для размещения парковки полностью на тротуаре необходимо, чтобы ширина тротуара, включая минимальную ширину полосы паркования (2,5 м), была больше или равна:

– 4,0 м – на дорогах местного значения, в производственных и коммунально – складских зонах;

– 4,75 м – на дорогах местного значения в жилой застройке;

– 5,5 м – на магистральных дорогах районного значения и общегородского значения II класса;

– 7,0 м – на магистральных дорогах общегородского значения I класса.

В случае отсутствия возможности размещения парковки полностью на ПЧ или полностью на тротуаре по условиям обеспечения нормативной минимальной ширины ПЧ и тротуара и при наличии возможности заезда автомобилей на машино-места на тротуаре непосредственно с ПЧ, определяется суммарный резерв ширины ПЧ и тротуара по условию обеспечения нормативной минимальной ширины ПЧ и тротуара. Если суммарный резерв ширины ПЧ и тротуара < 2,5 м, то парковку на рассматриваемом участке дороги разместить нельзя, иначе производится определение резерва ширины

ПЧ и тротуара по условию обеспечения существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств и пешеходов.

Выбор основного варианта размещения парковки на ПЧ и тротуаре из условия обеспечения пропуска существующей и перспективной интенсивности движения транспортных средств и пешеходов при:

– $R < 2,5$ м, то на рассматриваемом участке сети дорог разместить парковку нельзя;

– $R \geq 2,5$ м, то определяются параметры проектируемой парковки и возможные схемы расстановки автомобилей, исходя из величины резерва ширины проезжей части, тротуаров и рекомендуемых параметров машино-места при различных способах и углах расстановки автомобилей.

С целью уменьшения негативного влияния припаркованных автомобилей на условия движения транспортных средств, и обеспечения безопасности движения пешеходов по тротуарам целесообразно организовывать заездные карманы (при наличии возможности) за счет тротуаров и газонов.

1. Возможно устройство парковок с частичным заездом на тротуар при условии:

а) обеспечения требуемой ширины тротуара для пропуска пешеходных потоков в часы «пик»;

б) установления ограждений по границе парковки;

в) пониженного борта края ПЧ.

2. Не рекомендуется расстановка автомобилей на парковках на сети дорог под углом более 45° к краю ПЧ без устройства заездных карманов и при ширине полосы движения менее 3,75 м.

3. В целях исключения заезда автомобилей на пешеходную часть тротуара в процессе паркования на участках сети дорог с размещенными парковками рекомендуется устанавливать ограждение с шагом не более 1,5 м (для исключения проезда автомобилей между ограждениями). Ограждение устанавливается вдоль края тротуара или парковки, расположенной на тротуаре, на всем ее протяжении. Ограждение целесообразно выполнять в виде малых архитектурных форм или металлических столбиков различного сечения. При размещении парковок на ПЧ высоту ограждения рекомендуется принимать 0,8 – 1,0 м от уровня тротуара, и 1,1 – 1,2 м для парковок с частичным или полным использованием тротуара.

4. Предпочтительно размещать парковки после наземных пешеходных переходов.

5. При устройстве парковочных мест требуется организация мест для маломобильных групп граждан в количестве 10% от общего числа мест (не менее 1) с применением дорожного знака 6.4 (Парковка) и знаков дополнительной информации 8.6.1 – 8.6.9 (Способ постановки) и 8.17 (Инвалиды), а также разметкой 1.23.

6. Габариты парковочного места для маломобильных групп населения составляет 7,5 м × 3,6 м для параллельной парковки, и 5 м × 3,6 м для перпендикулярной парковки.

7. Устройство парковочных мест для маломобильных групп граждан целесообразно размещать вблизи пешеходных переходов, а также социальных учреждений.

8. Парковка для автомобилей маломобильных групп граждан, с опознавательным знаком «Инвалид», вне зависимости от наличия платности парковки бесплатна.

9. С целью повышения эффективности использования площади существующей сети дорог рекомендуется использовать не только строго фиксированные углы расстановки автомобилей (0° , 30° , 45° , 60° , 75° и 90°), но и любые другие значения в диапазоне от 23° до 90° .

На внеуличных автостоянках с точки зрения наиболее эффективного использования территории целесообразно использовать расстановку автомобилей под углом 90° к бортовому камню. При этом ширина ПЧ между рядами автомобилей на парковке должна быть не менее 6,0 м.

С целью повышения безопасности движения автотранспортных средств и пешеходов на парковках на внеуличных территориях целесообразно организовывать:

– одностороннее движение транспортных средств;

– при наличии возможности отдельный въезд и выезд с парковки. по пери-

метру парковок тротуары шириной не менее 1,8 м для обеспечения возможности движения по ним маломобильных групп населения.

С целью повышения эффективности использования имеющейся территории под внеуличную парковку целесообразно располагать автомобили по периметру участка, а внутри оставшейся территории машино-места располагать сдвоенными рядами с расположением машино-мест под углом 90° к оси проездов на парковке.

Литература

1. Изюмский А.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Повышение эффективности функционирования транспортно-логистических систем через воздействие на финансовые потоки // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 10. – С. 168–172.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение имитационного моделирования в сфере моделирования транспортных потоков // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 52–54.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле. Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 54–62.
4. Изюмский А.А., Сенин И.С. Моделирование транспортных процессов. учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2016.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения. Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.
6. Анализ работы транспортных систем: учебное пособие / Т.В. Коновалова [и др.]. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.
7. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 247 с.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Мелешченко О.И. Совершенствование транспортного обслуживания производственной деятельности агропромышленных предприятий // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 77–83.

References

1. Izyumsky A.A., Konovalova T.V., Nadiryayn S.L. Improving the efficiency of transport and logistics systems through the impact on financial flows // Humanities, socio-economic and social Sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
2. Izyumsky A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Application of simulation modeling in the field of transport flow modeling // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Izyumsky A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Application of network architecture of information systems in the car // Electronic network polythematic journal «Scientific works of KubSTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Izyumsky A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes. training manual. – Krasnodar : Publishing House of FGBOU VO «KubSTU», 2016.
5. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Features of information support for the activities of road transport companies to improve traffic safety // Polythematic network electronic magazine «Scientific works of the Kuban state University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
6. Analysis of transport systems: textbook / T.V. Konovalova [et al.]. – Krasnodar : Publishing House of fgbou VO «KubSTU», 2019. – 271 p.
7. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryayn S.L. Ways to assess the effectiveness of road traffic management: textbook. – Krasnodar : Publishing House of FGBOU VO «KubSTU». – 2018. – 247 p.
8. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Meleshchenko O.I. Improving transport services for production activities of agro-industrial enterprises // Electronic network polythematic journal «Scientific works of KubSTU». – 2014. – № 1. – P. 77–83.

УДК 712.41

ОЗЕЛЕНЕНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ



GREENING AS A TOOL FOR ENVIRONMENTAL SOLUTIONS

Костромина С.Е.

Кубанский государственный технологический университет

Шапошникова О.О.

Кубанский государственный технологический университет

Аннотация. Футуристическая «зеленая» архитектура и конструкции с каждым годом набирают популярность, внедряясь в современную городскую среду. Это определенно важный шаг в строительстве, экономике и экологии для всего мира. Актуальность темы исследования связана с развивающейся тенденцией строительства зданий и сооружений с элементами интегрированного озеленения-вертикального или горизонтального типа. Статья посвящена рассмотрению приемов озеленения, рассмотрению энергетической эффективности и конструктива. А так же в статье рассмотрены плюсы и минусы данной темы.

Ключевые слова: зеленые здания, зеленая архитектура, экологическое строительство.

Kostromina I.E.

Kuban State Technological University

Shaposhnikova O.O.

Kuban State Technological University

Annotation. Futuristic «green» architecture and construction is gaining popularity every year, taking root in the modern urban environment. This is definitely an important step in construction, economy and ecology for the whole world. Relevance of the research topic with the developing trend in the construction of buildings and structures. And also the article discusses the pros and cons of this topic.

Keywords: green buildings, green architecture, green building.

Особое внимание в мире и в мировой практике уделяется экологии. В мегаполисах и городах выдвигают на первый план глобальную проблему минимального количества зеленых насаждений, зеленых зон и организацию парков и скверов. Минимизация зеленых зон и повышение выхлопных газов ведет к нарушению экосистемы и увеличению с каждым годом концентрации в ней вредных веществ. Растения вполне могут минимизировать и даже привести к нулю количество вредных химических соединений в атмосфере путём их переработки. Способность растений улучшать качество воздуха объясняется процессами фотосинтеза, во время которого растения поглощают и преобразуют углекислоту (углекислого газа), воду и солнечную радиацию, в результате которого образуются соединения необходимые для жизнедеятельности растения. Тем не менее не во всех крупных городах существует достаточно земельного ресурса для организации парков, скверов и зеленых насаждений, более того необходим подбор определенной почвы по кислотности и качеству грунта для высадки деревьев и развития корневых систем. Решение этой проблемы мы можем найти в интеграции систем озеленения или как можно еще их назвать – «зеленое» здание, которые решают многие вопросы, позволяя снизить энергетические потери, улучшить качество микроклимата, экономить пространство, оказывать положительное влияние на человека и явным преимуществом «зелёных» зданий является их эстетическая привлекательность. Создание такого симбиоза, как «зеленое» здание, предполагает размещение растений на крышах, фасадах – включая: балконы, лоджии, веранды, террасы, и даже в интерьерах. Зелёные стены и фасады способствуют увеличению разнообразия флоры в мегаполисах, принося множество преимуществ зданию и сооружению.

Растения благоприятно влияют на окружающую среду и могут принести множество преимуществ оболочке здания. Базовые архитектурные стратегии с использованием вечнозеленых насаждений могут работать в качестве защиты от преобладающих ветров, например холодных зимних. Вечнозеленые лозы на стене удерживают изолирующую воздушную подушку и уменьшают холод ветра. Лиственную растительность можно использовать для сезонного затенения, а также для охлаждения окружающего воздуха за счет эвапотранспирации. Например, в зависимости от климата, хорошо

орошаемые виноградные лозы могут снизить температуру здания на 5,5°C, а также снизить количество энергии, необходимой для кондиционирования воздуха в помещениях на 50–70 процентов, при этом вечнозеленые растения в холодный период предотвращают утечку тепла из здания, создавая изоляционный тепловой барьер. Так же зеленые насаждения защищают конструкцию, в частности бетон, от коррозионных процессов – выветривания, высушивания под действием тепла и ультрафиолета, излишней влажности от дождя и налипающего снега, не давая конструкции «промокнуть» за счет создания влагозащитной мембраны. Зеленые насаждения имеют высокие показатели «альbedo», т.е. значительную часть солнечной энергии они отражают, не поглощая.

Зеленые фасады или ширмы могут быть покрыты виноградной лозой. Решетки удерживают виноградные лозы в пределах спроектированных участков и могут быть размещены перед застекленными участками, позволяя листовым лозам обеспечивать сезонное затенение внутренних пространств.



В качестве опоры для лозы можно использовать каркасы из стального троса или прочные пластиковые и деревянные сетки.

Каркасы могут быть плоскими, либо состоящими из кабелей, канатов или сеток, и объёмными, сформированными из жёстких рамных и ячеистых конструкций. Данный вид опорных конструкций разделяется на системы:

- из металлической сетки, переплетённая сетка из алюминиевых или лёгких стальных тросов, прикрепленная к фасаду при помощи скоб. Она используется в таких проектах как: CouncilHouse 2 в Мельбурне; NewtonSuites в Сингапуре; TheMet в Бангкоке; PasonaHeadquarters в Токио; SchooloftheArts в Сингапуре и IDEO Morph 38 Tower в Бангкоке;

- из тросов и канатов, состоящая из гибких вертикально натянутых элементов. Пример использования – HeliosResidences в Сингапуре.

- неподвижно закреплённую(жёсткую) – конструкция из шпалер, которая может быть как и плоской, так и объёмной. Благодаря своей пространственной жёсткости она может держаться не только за счёт крепежа на стены или колонны, но и без каких-либо вертикальных опорных элементов. Примером использования такой системы является Consorico project в Сантьяго.

Живые стены могут быть засажены мхом или растениями – папоротниками, лозами(декоративные и настоящие виноградные), ломонос, акебией, глицинией китайской, садовым жасмином, мхи, папоротники, очиток едкий, печёночный мох, травы, лианы и даже некоторые хвойные. Эти виды растений хорошо приспосабливаются к жизни на вертикальных поверхностях стен благодаря их неприхотливости и способности произрастать в щелях и трещинах, например при реконструкции или реставрации здания, тем самым улучшая экстерьер. Подпорные стены могут быть составлены из модулей, в которых есть место для посадки растений. Разработанные системы зеленых стен могут содержать почву в отсеках, но наиболее успешными из них являются гидропонные, когда голые корни содержатся во влажном состоянии и орошаются питательным раствором. Жизненный цикл таких растений может быть как сезонным – растения устанавливаются в мобильных контейнерах и кадках, так и многолетним.

Различные виды растений с природным многообразием цветов, оттенков и текстур удачно применены в строительстве. В современном городе зелёные стены могут быть использованы, как способ скрыть визуально непривлекательные поверхности стен, тем самым улучшив экстерьер зданий и сооружений.

Но также следует и необходимо учитывать в проектируемой конструкции, которая значительно подвержена воздействию не только внешним факторам среды или механическому воздействию человека, но и влияние произрастающих растений, а также целого ряда физико-химических факторов, проявляющихся как вне здания, так и внутри его. Таким образом, конструкция должна отвечать требованиям по прочности и устойчивости, эксплуатации, гидроизоляции и теплоизоляции.

Тема «экологического строительства» становится все более популярна. С развитием экономики, инфраструктуры, увеличивается городская застройка, что сильно бьет по экологии. Человек должен находиться в гармонии с окружающей средой, контролировать весь процесс от проектирования, до завершения застройки с учетом экологического баланса. Рациональное использование соответствующих технологий и концепций «зеленого строительства», позволяет получить оптимальную работу здания в экосистеме. Зеленое строительство, защищает экологическую среду и экосистему, снижает загрязнения на протяжении всего жизненного цикла здания, защищая само здание от внешних вредных факторов, а также предоставляет пользователям здания полезную для жизни и пригодную для использования площадь, сохраняя природный ресурс. Тем самым зеленым строительством мы повышаем престиж строительного объекта, улучшаем качество жизни и выводим имеющуюся архитектурную среду на более высокий качественный уровень.

Литература

1. Гатилова А.А. Зеленое строительство. Способы вертикального озеленения фасадов // ООО РИФ «Стройматериалы». – Журнал «Жилищное строительство». – 2009. – С. 29–32.
2. Роль интеграции архитектуры и ландшафта в формировании современного городского пространства. WojciechBalandMagdalenaCzalczyńska-Podolska 2019 IOPConf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 471 072020
3. Горохов В.А. Зеленое строительство // Зеленые насаждения и загрязнение атмосферы. – М., 2005. – С. 115–119.
4. Павлова В.А., Кашицына А.А. Зеленые технологии и природа внутри здания // Московский архитектурный институт (государственная академия). – М., С. 2.
5. Туркина Е.А. Тенденции развития озеленения зданий // Строительство и архитектура. – 2018. – С. 226–232.
6. Фурсина Ю.В., Иванова С.О., Леонова А.Н. Опыт реконструкции зданий в странах Европы и сравнение с реновацией в России // Бюллетень науки и практики. – 2019. – Т. 5. – № 5. – С. 241–246.
7. Карпанина Е.Н., Леонова А.Н. Мониторинг энергоэффективных зданий // В сборнике: Строительство в прибрежных курортных регионах. материалы IX международной научно-практической конференции. Министерство образования и науки РФ; Сочинский государственный университет. – 2016. – С. 145–148.
8. Калкан С.Н., Леонова А.Н. Особенности современных подходов при реконструкции фасадов жилых зданий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 314–316.
9. Саид А.Н., Логинова П.А., Леонова А.Н. Зеленая кровля – особенности проектирования и преимущества эксплуатации // Бюллетень науки и практики. – 2019. – Т. 5. – № 5. – С. 247–253.
10. Карпанина Е.Н., Леонова А.Н. Значение теплопереноса как свойство строительных конструкций в зданиях и сооружениях // Перспективы науки. – 2016. – № 9 (84). – С. 39–43.
11. Леонова А.Н., Сорокина Е.Н. Конструктивное преимущество и эффективная функциональность энергосберегающих фасадов при реконструкции зданий // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2018. – № 9. – С. 206–215.
12. Вербицкий Д.О., Леонова А.Н. Энергоэффективность при строительстве и реконструкции зданий // В сборнике: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры. ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 32–37.

References

1. Gatilova A.A. Green Building. Methods of vertical gardening of facades // RIF Stroymaterialy LLC. – Magazine «Housing Construction». – 2009. – P. 29–32.
2. The role of integration of architecture and landscape in the formation of modern urban space. WojciechBalandMagdalenaCzalczyńska-Podolska 2019 IOPConf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 471 072020
3. Gorokhov V.A. Green Building // Green Plantations and Atmospheric Pollution. – M., 2005. – P. 115–119.
4. Pavlova V.A., Kashitsyna A.A. Green technologies and nature inside a building // Moscow Architectural Institute (State Academy). – M., Russia. eISSN : 1998-4839, – P. 2.
5. Turkina E.A. Trends in the development of greening of buildings // Construction and Architecture. – 2018. – P. 226–232.
6. Fursina Y.V., Ivanova S.O., Leonova A.N. Experience in reconstruction of buildings in European countries and comparison with renovation in Russia // Bulletin of Science and Practice. – 2019. – Vol. 5. – № 5. – P. 241–246.
7. Karpanina E.N., Leonova A.N. Monitoring of energy-efficient buildings // In the collection: Construction in coastal resort regions. materials IX international scientific and practical conference. Ministry of Education and Science of the Russian Federation; Sochi State University. – 2016. – P. 145–148.
8. Kalkan S.N., Leonova A.N. Features of modern approaches to the reconstruction of the facades of residential buildings // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 1. – P. 314–316.
9. Said A.N., Loginova P.A., Leonova A.N. Green roofing – design features and advantages of operation // Bulletin of Science and Practice. – 2019. – Vol. 5. – № 5. – P. 247–253.
10. Karpanina E.N., Leonova A.N. The importance of heat transfer as a property of building structures in buildings and structures // Perspectives of Science. – 2016. – № 9 (84). – P. 39–43.
11. Leonova A.N., Sorokina E.N. Structural advantage and effective functionality of energy-efficient facades in the reconstruction of buildings // Electronic network multidisciplinary journal «Scientific Proceedings of the Kuban State Technical University». – 2018. – № 9. – P. 206–215.
12. Verbitsky D.O., Leonova A.N. Energy efficiency in the construction and reconstruction of buildings // In the collection: Ecological, engineering, economic, legal and managerial aspects of the development of construction and transport infrastructure. FGBOU VPO «Kub-GTU»; International Center for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 32–37.

УДК 69.059.32

УСИЛЕНИЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ КОМПОЗИТНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ. ОСОБЕННОСТИ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ПРОИЗВОДСТВЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ



STRENGTHENING OF BUILDING CONSTRUCTIONS BY THE COMPOSITE MATERIALS. FEATURES AND TENDENCIES OF DEVELOPMENT OF COMPOSITE MATERIALS IN THE PRODUCTION OF REPAIR WORKS

Кудрявцев Владислав Сергеевич

Кубанский государственный технологический университет

Kudryavtsev Vladislav Sergeyevich

Kuban State Technological University

Аннотация. В статье рассматривается усиление железобетонных и металлических конструкций композитными материалами. Производится сравнение различных видов композитов по их видам. Приведены достоинства и недостатки данного метода усиления. Производится анализ развития данного способа усиления в ближайшем будущем.

Annotation. The article deals with the reinforcement of reinforced concrete and metal structures by composite materials. A comparison of different kinds of composites by their types is made. The advantages and disadvantages of this method of reinforcement are given. The analysis of the development of this method of strengthening in the near future is made.

Ключевые слова: усиление, потеря несущей способности, композитные материалы, строительство, реконструкция.

Keywords: reinforcement, loss of bearing capacity, composite materials, construction, reconstruction.

В настоящее время строительная индустрия сталкивается с двумя основными проблемами в устройстве конструкций: первая – все изготовленные конструкции должны обладать достаточными прочностными характеристиками, вторая – они должны быть относительно дешевыми.

Однако, ввиду непредвиденных обстоятельств, даже если эти два условия были соблюдены изначально, ситуация может измениться в худшую сторону ввиду каких-либо внештатных ситуаций, а именно: ошибок проектировщиков, неправильной эксплуатации конструкций, аварий и т.п.

Все эти факторы приводят к повреждениям, и как следствие, к потере несущей способности отдельных конструктивных элементов. Данные факты не допускают дальнейшей нормальной эксплуатации зданий и сооружений, соответственно, возникает вопрос о ремонте, либо полной замене конструктивного элемента. Второй вариант, как правило, требует больших затрат как материальных, так и временных ресурсов, помимо этого, он обладает большой трудоемкостью.

При восстановлении прочностных характеристик поврежденных конструкций, долгое время использовались методы усиления, повышающие вес конструкции, а так же ее габариты, что, в свою очередь могло повлиять на эксплуатационные характеристики здания или сооружения. Однако, современные композитные материалы помогают произвести усиление конструктивных элементов в кратчайшие сроки и с минимальными затратами. Более того, данные материалы имеют множество преимуществ перед традиционными материалами, такими как сталь, дерево и прочие.

Укрепление железобетонных элементов может потребоваться при нарушении целостности структуры, увеличении нагрузки, а также для повышения сейсмической устойчивости.

В практике строительства усиление бетона углеволокном осуществляется путем приклеивания холстов и лент в зонах, подверженных основным растягивающим напряжениям. Они определяются экспертами в ходе осмотра здания или сооружения и при выполнении проверочных расчетов.

Все участки, на которые наносится усиливающий слой, проходят предварительную подготовку. Она заключается в очистке от отслаивающихся частей, восстановлении целостности контактного слоя при помощи специальных растворов (заделываются все трещины и сколы), выравнивании поверхности.

Монтаж ленты выполняют в следующей последовательности:

- на подготовленный для укрепления элемент на объекте мелом наносят схематическую маркировку расположения углеродных холстов;
- поверхность покрывается специальным эпоксидным клеем;
- этот же клей наносится на углеленту;
- ленту прикладывают к плите и при помощи ролика придавливают;
- после этого композит должен полностью затвердеть.

Увеличение прочности углекомпозитом позволяет заменить металлическую арматуру, там где ее применение невозможно. Например, при армировании трансформаторных подстанций, замена металла на углекомпозиты позволяет снизить риск возникновения индукционных токов.

Железобетон устойчив к статическим и динамическим усилиям, но его основным недостатком является большой вес. Усиление железобетонных конструкций, по возможности, не должно увеличивать собственный вес и исходную геометрию. Этому условию удовлетворяют углекомпозиты, масса которых неощутима для зданий.

Усиление железобетонных конструкций углеволокном позволяет достигнуть следующих целей:

- предупреждение образования трещин;
- снижение деформаций (прогибов);
- защита от коррозии и внешнего воздействия среды (влаги, температуры);
- повышение сейсмической устойчивости.

На практике, при усилении железобетонных конструкций композиционными материалами необходимо обратить внимание на состояние стальной арматуры. Если она была обнажена и появились коррозионные образования, их необходимо устранить, поскольку велика вероятность разрушения постройки изнутри. Также, при определении направления укладки углекомпозита на укрепляемой поверхности, следует учесть направление существующей стальной арматуры. Это позволит правильно распределить силы и обеспечить нужную несущую способность.

Металлические конструкции в процессе эксплуатации подвергаются воздействию силовых нагрузок (в том числе циклических нагрузок, вызывающих усталостные разрушения конструкций), повышенных и экстремальных температур, агрессивной окружающей среды (в том числе коррозионного износа), в результате чего несущая способность зданий сооружений снижается, а долговечность сокращается [9].

Принципиально новым способом усиления металлических конструкций является способ, основанный на использовании армированных фибрами полимерных материалов. Усиление композитами металлических конструкций, в отличие от железобетонных, получило наименьшее распространение. Внешнее армирование из фиброармированных пластиков в основном используется для усиления колонн, балок, стропильных и подстропильных ферм (элементов чаще всего нуждающихся в усилении) и других конструкций.

Однако при проектировании усиления конструкций из металла с использованием этого материала необходимо учитывать остаточную несущую способность и жесткость элементов, подвергаемых усилению.

Такое проектирование включает следующие этапы: Выбор композитного материала Для обеспечения требуемой прочности и долговечности усиливаемых конструкций необходимо учитывать модуль упругости материала вышеуказанных композитов, предел его прочности при растяжении, их формы и конфигурации. Предварительная подготовка поверхности усиливаемого элемента. Процессы обработки поверхности оказывают большое влияние на надежность соединения фиброармированных пластиков с конструкцией, что в свою очередь существенно влияет на характеристики усиливаемой конструкции. Предотвращение гальванической коррозии.

Профилактикой появления гальванической коррозии является изолирование различных металлов друг от друга, нанесение между ними стойкого герметика или использование клея с хорошими изоляционными свойствами. Выбор клея и технологии приклеивания При усилении производственного здания необходимо учитывать время отверждения клея, толщину слоя покрытия клеем и напряжение сдвига, вызванное циклической нагрузкой.

Все эти факторы влияют на окончательную жесткость и прочность конструкции.

Контролировать качество металлоконструкций позволяют частично разрушающие или неразрушающие испытания. В ходе контроля оценивают прочность композитных материалов против расслаивания. Для последующего проведения полуразрушающих испытаний предварительно подготавливают специальные испытательные зоны (свидетели), усиленные фиброармированными пластиками, которые имеют аналогичную систему усиления и подвержены аналогичным воздействиям окружающей среды, что и фактически работающие системы усиления.

Применение композитов в качестве материалов усиления металлоконструкций имеет множество преимуществ:

- Высокая прочность (выше прочности стали).
- Высокая стойкость к коррозии.
- Небольшие вес и толщина конструкций усиления.
- Возможность усиления конструкций во время производственного процесса.
- Экологичность.
- Возможность применения на труднодоступных криволинейных поверхностях.
- Высокая работоспособность при широком спектре температур и напряжений.

Несомненно, следует отметить и недостатки использования фиброармированного пластика:

- Высокая стоимость.
- Необходимость устранения гальванической коррозии.
- Трудоемкий подбор материала.
- Соблюдение точной технологии.

Также необходимо учесть: относительно небольшой опыт применения в России, ограниченная нормативная документация для проектирования и расчетов.

Усиление композиционными материалами, как метод восстановления и увеличения несущей способности конструкций, успешно используется по всему миру в течение более двух десятилетий и является неоспоримым инновационным достижением в области строительных технологий.

Усиление такими материалами позволяет увеличить несущую способность изгибаемых конструкций в несколько раз, уменьшить предельные прогибы [5].

Однако отсутствие теоретических и экспериментальных исследований и, как следствие, нормативной базы является основной причиной относительно небольшого российского опыта применения композитов для усиления металлических конструкций. Тем не менее композиты нашли широкое применение в нашей стране в качестве материалов усиления железобетонных конструкций, что дает надежду что данный метод усиления обретет признание и повсеместное использование в реконструкции и металлических сооружений.

Литература

1. Усиление металлических конструкций фиброармированными пластиками / И.Г. Овчинников [и др.]. Часть 1 // Интернет-журнал «Науковедение». – 2014. – № 3: май-июнь. – С. 1–27.
2. Рекомендации по усилению стальных конструкций производственных зданий и сооружений энергпредприятий // «Гипроэнергоремонт». – 2010. – С. 143.
3. Стандарт организации. Система внешнего армирования из полимерных композитов FibARM для ремонта и усиления строительных конструкций. Общие требования. Технология устройства // ЗАО «Препрег-СКМ». – М., 2011. – С. 16.
4. Бикбаев К.А., Савинкова К.С. Усиление металлических конструкций композитными материалами. Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 11 (197). – С. 71–73. – URL : <https://moluch.ru/archive/197/48815/> (дата обращения: 27.12.2020).
5. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами // В сборнике: Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.
6. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Кривенкова Т.В. Особенности усиления строительных конструкций композитными полимерными материалами в условиях высоких и низких температур // Перспективы науки. – 2019. – № 5 (116). – С. 64–69.

7. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов // В сборнике: Девелопмент и инновации в строительстве. Сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.
8. Дворная З.Л., Леонова А.Н. Достоинства и недостатки различных методов усиления железобетонных колонн // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 287–289.
9. Леонова А.Н., Бибииков Б.С. Современные методы усиления горизонтальных несущих конструкций углеволокном // В сборнике: Девелопмент и инновации в строительстве. Сборник материалов III Международной научно-практической конференции. – 2020. – С. 16–21.
10. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Скрипкина И.А. Особенности усиления металлических конструкций композитными материалами при воздействии агрессивной среды // Вестник МГСУ. – 2020. – Т. 15. – № 4. – С. 496–509.

References

1. Strengthening of metal structures with fibro reinforced plastics / I.G. Ovchinnikov [et al.] Part 1 // Internet-journal «Naukovedenie». – 2014. – №. 3 May–June. – P. 1–27.
2. Recommendations on strengthening steel structures of production buildings and structures of power enterprises // «Giproenergoremont». – 2010. – P. 143.
3. The standard of the organization. System of external reinforcement from polymer composites FibARM for repair and strengthening of building structures. General requirements. Technology of device // CJSC «Prepreg-SKM». – М., 2011. – P. 16.
4. Bikbaev K.A., Savinkova K.S. Strengthening of metal structures by composite materials. Text : direct // Young Scientist. – 2018. – № 11 (197). – P. 71–73. – URL : <https://moluch.ru/archive/197/48815/> (date of reference: 27.12.2020).
5. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern ways of strengthening building structures carbon composite materials // In the collection: Actual issues of urban construction, architecture and design in the resort regions. Materials of the Second All-Russian Scientific and Practical Conference. – 2015. – P. 75–79.
6. Leonova A.N., Sofyanikov O.D., Krivenkova T.V. Features of strengthening of building structures by composite polymeric materials in conditions of high and low temperatures // Perspectives of science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.
7. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in spatially reinforced composites and their influence on the properties of materials // In the collection: Development and innovation in construction. Collection of articles of the International scientific and practical congress. – 2018. – P. 132–136.
8. Dvornaya Z.L., Leonova A.N. Dignities and disadvantages of different methods of strengthening reinforced concrete columns // Science. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 2. – P. 287–289.
9. Leonova A.N., Bibikov B.S. Modern methods of strengthening horizontal bearing structures with carbon fiber // In the collection: Development and innovation in construction. Materials of the III International Scientific-Practical Conference. – 2020. – P. 16–21.
10. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Skripkina I.A. Features of strengthening of metal structures by composite materials under the influence of aggressive environment // Bulletin of MSCU. – 2020. – Vol. 15. – № 4. – P. 496–509.

УДК 699.812

МЕТОДЫ ОГНЕЗАЩИТЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОНСТРУКЦИЙ



METHODS FOR FIRE PROTECTION OF METAL STRUCTURES

Лебедь Анастасия Андреевна

студент,
Кубанский государственный технологический университет
Lebed.Nastya199@mail.ru

Lebed Anastasiia Andreevna

Student,
Kuban State Technological University
Lebed.Nastya199@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены основные методы огнезащиты металлоконструкций, представлены основные требования, предъявляемые к конструкциям, а так же их поведение при пожаре. Показаны преимущества и недостатки методов, а так же особенности противопожарных конструкций.

Annotation. The main methods of fire protection of metal structures, the main requirements for structures, as well as their behavior in a fire are considered. Additional advantages and disadvantages of the methods, as well as features of fire protection structures

Ключевые слова: металлические конструкции, огнезащита, предел огнестойкости, предел прочности.

Keywords: metal structures, fire protection, fire resistance, strength.

Организация огнезащиты металлических конструкций для промышленных и гражданских сооружений является одним из важнейших аспектов при эксплуатации объектов. Согласно действующим нормам противопожарная защита должна достигаться за счет использования различных конструкций и материалов. В настоящее время основными материалами, используемыми для огнезащиты конструкций являются разнообразные облицовочные материалы, противопожарные конструкции и шторы, которые обеспечивают необходимые требования для ограничения распространения пожара.

Выбор разнообразных способов огнезащиты металлических конструкций определяется исходя из необходимого предела огнестойкости данной конструкции, вида нагрузки, приложенной к данной конструкции (статической или динамической), заданного режима эксплуатации здания, температурно-влажностного режима и требований, предъявляемых к сооружению.

К негативным факторам, определяющим воздействия пожара на металлические конструкции, относятся: потеря целостности, несущей способности потеря теплоизолирующей способности, как отдельных элементов здания, так и всего здания. Высокая температура приводят прежде всего к изменению и ухудшению деформационных характеристик используемых сталей, потерю их температурных напряжений, возникновению деформаций ползучести, что впоследствии приводит к необратимым деформациям стальных конструкций, потерю необходимой ограждающей и несущей способности и в итоге к обрушению здания. В условиях пожара металлические конструкции теряют свою несущую способность уже через 15 минут, поэтому в тех случаях, когда требуемый предел огнестойкости превышает это значение, металлические колонны, фермы и балки подвергают огнезащите.

Основные требования, предъявляемые к огнезащитным системам:

- достаточная сопротивляемость конструкции сооружения к воздействию огня и высоких температур;
- низкая теплопроводность;
- отсутствие токсичности используемого материала;
- технологичность и простота использования;
- долговечность;
- экономичность.

Огнезащита металлических конструкций предназначена для повышения предела огнестойкости и повышения прочности металла до требуемых значений. Самыми популярными методами на данный момент являются: использование теплозащитных и теплопоглощающих экранов, противопожарных штор, различных огнезащитных составов, особенных конструктивных решений, применение материалов пониженной горючести. Рассмотрим основные методы.

Противопожарные шторы

Является наиболее эффективным и часто используемым методом защиты металлических конструкций от пожара. Данный метод помогает достичь необходимого уровня огнезащиты не только для новых сооружений, но и качестве реконструкции уже существующих. Противопожарные шторы могут устанавливаться на лифтовые проемы, а так же окна высотой до 8 м и шириной не более 40 м. Дымозащитные противопожарные шторы в основном выполняются из текстильных материалов, что является их основным преимуществом. Так как использование данного метода не требует изменения существующих архитектурных решений. Позволяет быстро и без больших вложений провести осуществить мероприятия по противопожарной защите промышленного или гражданского здания.

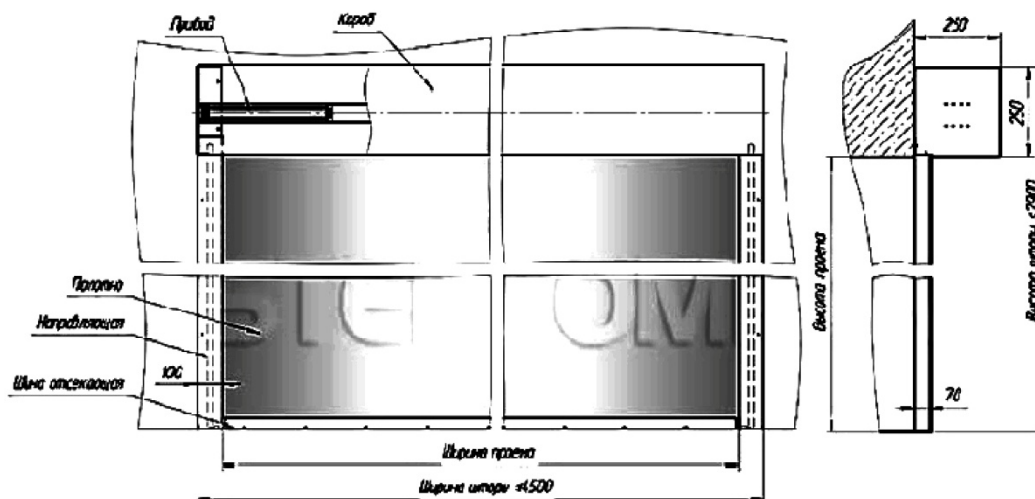


Рисунок 1 – Конструкция противопожарных штор

В условиях пожара здание подвергается воздействию огня преимущественно с одной стороны. Согласно действующему законодательству РФ и документации по пожарной безопасности проектирование зданий, должно осуществляться исходя из стандартного температурного режима пожара, которая регламентируется следующей эмпирической формулой:

$$T_f = T_0 + 345 \lg(8t + 1),$$

где T_f – температура пламени;
 T_0 – начальная температура;
 t – время в мин.

В современном мире целесообразность новых технических решений должна обеспечиваться технической необходимостью данного конструктивного решения, а также экономической обоснованностью, связанной снижением затрат на данную конструкцию. Критерии выполнения данного условия:

$$\begin{aligned} & E Z_6 + P_{п1} S_1 [(U_1 + U_2)(1 - P_6) + U_1 P_6] + \\ & + P_{п2} S_2 [(U_1 + U_2)(1 - P_6) + U_2 P_6] + \Delta_6 > \\ & > E Z_H + P_{п1} S_1 [(U_1 + U_2)(1 - P_H) + U_1 P_H] + \\ & + P_{п2} S_2 [(U_1 + U_2)(1 - P_H) + U_2 P_H] + \Delta_H, \end{aligned}$$

где Z_6, Z_H – затраты на устройство базовой и новой конструкции;
 $P_{п1}, P_{п2}$ – вероятность пожара в 1-м и 2-м отсеках площадью S_1, S_2 ;
 U_1, U_2 – материальные потери во время пожара в 1-м и 2-м отсеках;
 P_6, P_H – надежность новой и базовой конструкции;
 Δ_6, Δ_H – затраты на эксплуатацию штор базовой и новой конструкции;
 E – коэффициент эффективности капиталовложений (3).

Из данного выражения видно, что конструкция противопожарной шторы является экономически эффективной и технически целесообразной, т.к. выполняются следующие условия: низкая стоимость конструкции, возможные материальные потери при пожаре, затраты на установку конструкции.

Огнезащитные составы

Огнезащитные покрытия позволяют блокировать тепловой поток от огня к металлической конструкции до потери ее несущей способности. Главная цель огнезащитных покрытий - это повышение предела огнестойкости для увеличения времени эвакуации людей. Многие покрытия блокируют поток огня к металлоконструкции, что позволяет предотвратить быстрое перегревание. Эффективность огнезащиты покрытия делится на 7 групп, в зависимости от наступления предельного состояния:

- 1 группа – не менее 150 мин;
- 2 группа – не менее 120 мин;
- 3 группа – не менее 90 мин;
- 4 группа – не менее 60 мин;
- 5 группа – не менее 45 мин;
- 6 группа – не менее 30 мин;
- 7 группа – не менее 15 мин.

Для защиты металлоконструкций от воздействия повышенных температур часто используют вспучивающиеся покрытия (1).

В связи с этим наибольшее использование получили композиты на основе водно-дисперсионных материалов, с улучшенным комплексом свойств, где в качестве добавок используются:

- углекислый аммоний;
- сульфокислый гидротированный кальций;
- хлорид аммония.

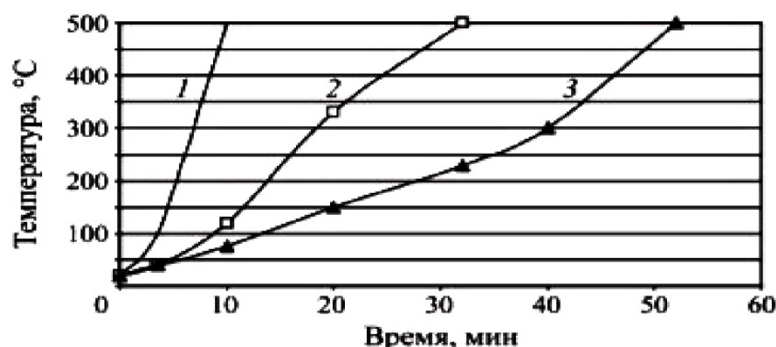


Рисунок 2 – График прогрева стальных образцов:

1 – без огнезащитного покрытия; 2 – с покрытием ВДМ;

3 – с покрытием ВДМ +30% масс $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$

Использование данного состава позволяет повысить прочность металлических конструкций, обеспечивает 4-ю группу огнезащитной эффективности, не содержит органических растворителей, пожаровзрывобезопасен для людей, а так же нетоксичен.

Комбинированные способы огнезащиты

Для наиболее эффективного повышения уровня огнезащиты здания целесообразно применять комбинированные методы защиты металлических конструкций от огня. Метод состоит в использовании особого экрана, который обладает пористой структурой, способной обладать парокапельной жидкостью, которая при высоких температурах оказывает эффект испарительного охлаждения. Сам экран выполняется из термостойких волокнистых материалов, который позволяет блокировать радиационно-конвективный поток от пламени за счет теплового поглощения и отражения, а так же оказать эффект испарительного охлаждения. Преимущество дает воздушная прослойка между самим экраном и конструкцией.

Конструкция укрытия состоит из огнестойкого экрана и несущего каркаса со встроенной системой орошения (2).

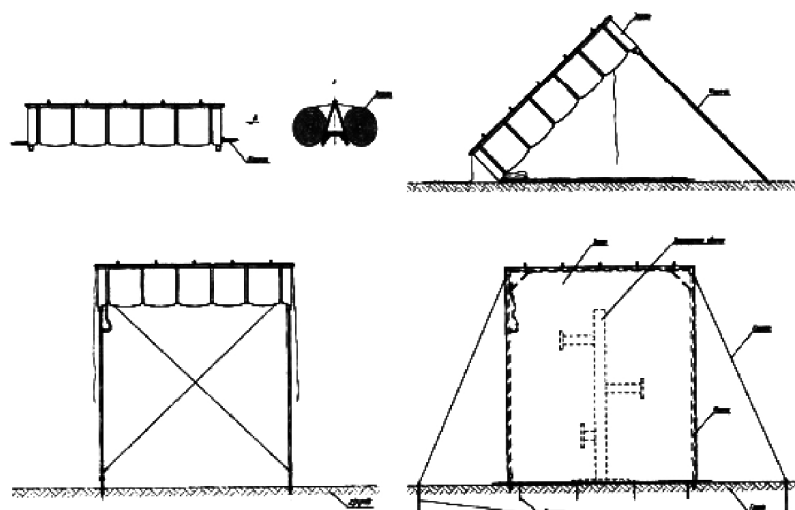


Рисунок 3 – Порядок установки огнезащитного укрытия на защищаемом объекте (слева направо)

Такие огнезащитные покрытия применяются преимущественно для фонтанной арматуры нефтяных скважин. Конструкции имеют следующие технические характеристики:

- размеры в исходном положении 3000×700×400 мм;
- толщина экрана 20 мм.

Данная конструкция позволяет обеспечить повышение предела огнестойкости защищаемого объекта при орошении экрана водой до 2 группы огнезащитной эффективности и до 4 группы огнезащитной эффективности без использования воды. Такой вид покрытия может применяться для защиты объекта не только в помещении, но и на открытом воздухе.

Таким образом, данная конструкция является хорошей альтернативой водным завесам или обычным противопожарным шторам, т.к их мобильность и экономичность является хорошей альтернативой обычным шторам.

Тщательный анализ и подробное изучение пожароопасных свойств строительных материалов и металлических конструкций позволяют оценить их «поведение» во время пожара и после него. Все это позволяет подобрать высокоэффективные и экономичные методы защиты огнезащиты металлоконструкций, которые в дальнейшем можно предложить конечным потребителям. Новые меры противопожарной защиты здания, созданные после тщательного анализа всех существующих методов позволят наиболее эффективно обеспечивать меры противопожарной безопасности в новых и уже существующих зданиях.

Литература

1. Халтуринский Н.А., Крупкин В.Г. О механизме образования огнезащитных вспучивающихся покрытий // Пожаровзрывбезопасность. – 2011. – Т. 20. – № 10. – С. 33–36.
2. Заикин С.В, Страхов В.Л, Каледин В.О Новый способ и средства огнезащиты для объектов нефтегазового комплекса // Транспорт на альтернативном топливе. – 2010. – № 3 (15). – С. 20–24.
3. Корольченко А.Я., Гетало Д.П., Противопожарные шторы (обзор) // Пожарная безопасность зданий, сооружений, объектов. – 2005. – Т. 24. – № 4. – С.56–65.
4. Леонова А.Н., Сорокина Е.Н. Конструктивная безопасность вантовых конструкций // Инженерный вестник Дона. – 2020. – № 3 (63). – С. 33.
5. Оценка уровня воздействия сверхвысоких температур на элементы конструкций / Е.Н. Карпанина [и др.] // Цескословская академия Вед. – 2018. – Т. 63. – № 6. – С. 915–920.
6. Сорокина Е., Леонова А. Оценка выживаемости металлических элементов при локальных повреждениях с учетом запроектных эффектов основания // В сборнике: MATEC Web of Conferences. – 2018. – С. 2–8.
7. Аналитические аспекты проектирования металлических конструкций специального назначения / Е.Н. Карпанина [и др.] // Публикации. – 2018. – Т. 5. – № 14–2. – С. 735–743.

References

1. Khalturinsky N.A., Krupkin V.G. On the mechanism of formation of flame retardant bloating coatings // Fire and explosion safety. – 2011. – Vol. 20. – № 10. – P. 33–36.
2. Zaikin S.V., Strakhov V.L., Kaledin V.O. New method and means of fire protection for objects of the oil and gas complex // Transport on alternative fuels. – 2010. – № 3 (15). – P. 20–24.
3. Korolchenko A.Ya., Getalo D.P., Fire Protection Curtains (review) // Fire Safety of Buildings, Structures, Objects. – 2005. – Vol. 24. – № 4. – P.56–65.
4. Leonova A.N., Sorokina E.N. Structural safety of cable-stayed structures // Engineering Herald of the Don. – 2020. – № 3 (63). – P. 33.
5. Estimation of the level of exposure to ultrahigh temperatures on the elements of structures / E.N. Karpanina [et al.] // Ceskoslovska Akademie Ved. – 2018. – Vol. 63. – № 6. – P. 915–920.
6. Sorokina E., Leonova A. Estimation of survival of metal elements under local damages taking into account beyond design basis effects // In the collection: MATEC Web of Conferences. – 2018. – P. 2–8.
7. Analytical aspects of the design of metal structures for special purposes / E.N. Karpanina [et al.] // Publications. – 2018. – Vol. 5. – № 14–2. – P. 735–743.

УДК 69.07

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АРМАТУРЫ ИЗ МЕТАЛЛА И КОМПОЗИТНОГО МАТЕРИАЛА



COMPARATIVE ANALYSIS OF METAL AND COMPOSITE REBAR

Пенькова Арина Анатольевна

студент,
института строительства и транспортной инфраструктуры,
Кубанский Государственный Технологический университет
arisha_99@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены особенности применения металлической и неметаллической арматуры в железобетонных конструкциях. Описываются основные свойства композитной арматуры, представлены ее достоинства и недостатки. Анализируются особенности применения арматуры из металла и композитного материала при строительстве и реконструкции.

Ключевые слова: строительство, железобетон, арматура, металл, композит, стеклопластик, строительный материал.

Penkova Arina Anatolyevna

Student,
Institute of Construction and Transport
Infrastructure,
Kuban State University of Technology
arisha_99@mail.ru

Annotation. This article discusses the features of the use of metal and composite reinforcement in reinforced concrete structures. The main properties of composite reinforcement are described, its advantages and disadvantages are presented. The features of the use of metal and composite rebar in construction and reconstruction are analyzed.

Keywords: construction, reinforced concrete, reinforcement, metal, composite, fiberglass, building material.

Строительство – это одна из самых важных сфер человеческой деятельности. Очень высокие требования относительно жесткости, прочности и устойчивости предъявляются к возведению зданий, его несущих конструкций.

Рынок строительных материалов развивается очень интенсивно, постоянно появляются новые технологии, материалы, изделия. В сфере строительства все чаще стали использовать инновационные материалы, которые по многим показателям превосходят ранее использовавшиеся и привычные.

Металлическая арматура является наиболее традиционной и часто используемой. Она получила широкое применение в России после 2000-ых годов. Поэтому имеется большое количество исследовательских и экспериментальных материалов связанных с ней, что только увеличивает уверенность в металлической арматуре. Металлическая арматура представляет собой длинный стержень из стали, он может быть гладким или на его поверхности могут находиться рифления. Технология производства изделия – это прокат на специальных станках, волочение или холодная вытяжка. Так же арматура бывает напрягаемая (подвергается предварительному натяжению) и ненапрягаемая (укладывается без предварительного натяжения).

Композитный материал в России не так популярен, как металлический. Его производство в нашей стране доходит лишь до 1 % от мирового рынка. Композиционный материал состоит из стекловолоконной основы, которая склеена синтетическими полимерами. Стекловолоконная основа арматуры состоит из стекла, углерода, арамидных волокон или базальта. Но чаще используют арматуру из базальтового и стеклянного волокна, так как у углеродного и арамидного достаточно высокая стоимость. Волокна пропитывают термопластическими или терморезактивными полимерными связующими (пластиком) для того, чтобы волокна были связанными и плотными. Так же как и металлическая, композитная арматура тоже может быть гладкопрофильной или периодического профиля. Но у металлической арматуры ребра ручки находятся на поверхности металлического прутка, а у композитной – ребра, которые скручены обмоткой арамидных волокон, стекла, углерода или базальта с полимерным покрытием. Обмотки бывают двунаправленные и односторонние.

Композитная арматура обладает достаточно хорошими прочностными характеристиками, но, при этом, гораздо меньшей массой по сравнению с металлической.

Основным преимуществом композитной арматуры по сравнению с металлической является ее высокая стойкость к коррозии, короблению и гниению, а так же стойкость к широкому спектру химических веществ. Это было подтверждено экспериментальным путем. В ходе эксперимента специальные образцы композитной и металлической арматуры несколько дней находились при температуре 20 градусов Цельсия и влажности 65 %, затем на 24 месяца подвергались воздействию агрессивной среды, а после хранились на воздухе около 12 часов. Данный эксперимент показал, что в течение первых 60-ти суток у композитной арматуры стремительно снижалась прочность, а после процесс снижения прочности приобрел уже прямолинейный вид. Относительно композитной арматуры, процесс снижения прочности у металлической арматуры проходил гораздо интенсивней. Следовательно, композитную арматуру можно применять при строительстве и реконструкции мостов, дорог, берегоукрепления, ограждающих конструкций, работающих в условиях ускоренной коррозии металлической арматуры и бетона и так далее.

Так же очевидным преимуществом композитной арматуры является возможность многократного использования пластиковых отходов для ее производства, что способствует улучшению экологии.

Стоит заметить, что композитный материал является магнитоинертным в отличие от металлического. Механические свойства композитной арматуры не изменяются от воздействия электромагнитных волн, а так же исключены помехи при передаче сигнала. Поэтому такая арматура часто используется в специальных медицинских учреждениях, аэропортах, радиолокационных станциях.

Композитная арматура является диэлектриком и имеет высокий диэлектрический потенциал, не требует заземления. А металлическая арматура проводит электричество, что позволяет использовать электротермический способ натяжения для получения предварительно напряженного железобетона, что невозможно для композитной арматуры.

Еще к плюсам композитной арматуры можно отнести достаточно низкие показатели теплопроводности, что позволяет хорошо удерживать тепло в помещениях. В отличие от металлических материалов композит гораздо менее теплопроводен и не образует «мостиков холода», следовательно, он не будет приводить к теплопотерям, что делает выгодным его использование в трехслойных стеновых конструкциях.

Так же примечательно, что вес композитной арматуры гораздо меньше металлической, и это позволяет сэкономить на ее транспортировке и облегчить монтаж, но стоит заметить, что при использовании металлической и композитной арматуры при армировании, учитывая процентное соотношение и вес арматуры и бетона в конструкции, это не сильно облегчит конструкцию в целом с использованием композитной арматуры.

Часто можно услышать мнения, что композитная арматура в несколько раз прочнее металлической при одинаковых сечениях, но это не совсем так. Расчетное сопротивление арматуры из металла действительно меньше, но модуль упругости гораздо больше, что означает большую деформативность арматуры из композитного материала и, следовательно, при армировании бетона такой арматурой, его деформации будут в несколько раз больше. Эта особенность композитного материала позволяет успешно применять его при строительстве дорожных плит и фундаментов, но полностью исключает его использование в плитах перекрытия.

Композитная арматура больше подвержена воздействию высоких температур по сравнению с металлической, но при отрицательных температурах металлическая показывает лучшие результаты, чем ее соперник, который при воздействии отрицательных температур становится хрупким и ломким.

При заявленной большой прочности композитной арматуры можно использовать меньший диаметр по сравнению с металлической, но при этом уменьшится площадь контакта арматуры с бетоном, и это негативно скажется на их сцеплении и удержании арматуры в бетоне. Значит, при одинаковых нагрузках на конструкцию, растрескивание бетона будет больше там, где используется композитная арматура, что неблагоприятно скажется на целостности конструкции в целом.

Немаловажным аспектом является функционирование арматуры в старых сооружениях. Бетон, разрушающийся со временем, может срезать композитную арматуру своими многотонными массами. При использовании металлической арматуры такая ситуация исключена, так как металл тверже бетона и относительно пластичен.

Основным недостатком композитной арматуры и достоинством металлической является цена. Композитная арматура стоит дороже металлической, что достаточно часто является одним из главных критериев выбора.

Применение металлической арматуры все же считается более надежным, даже не смотря на ряд преимуществ композитной, так как отсутствует достаточная нормативная база, регламентирующая его использование и поэтому практически невозможно произвести теоретические расчеты. Относительно недавно появился свод правил связанный с расчетом и проектированием бетонных конструкций с композитной арматурой, но на данный момент времени еще не утвержден.

Недостатком композитной арматуры является неосуществимость создания структурных складок при выполнении армирования. Но этот недостаток можно компенсировать способностью композитного материала принимать изгиб волокна арматуры непосредственно в процессе производства в соответствии с требованиями к конкретному проекту.

Предел текучести металлов, из которых изготавливается металлическая арматура нам известен, а предел текучести у композита отсутствует, из-за чего становится невозможным предугадать момент разрушения.

Так же у металлической арматуры есть несколько способов закрепления (перевязка проволокой и варка), у композитной же есть только один способ закрепления – это перевязка ее проволокой между собой.

Сложность производства композитной арматуры по сравнению с металлической так же делает ее менее универсальной. Изготовление полимерной арматуры – это очень сложный и высокотехнологичный процесс, который требует строгого и точного соблюдения технологии производства. Так же, покупателю сложно определить на глаз качественную композитную арматуру.

Недостаточная термостойкость – один из серьезнейших недостатков полимерной арматуры. Само стекловолокно жаропрочное, но пластиковое связующее звено не может выдерживать высокие температуры. Но арматура – самозатухающий материал. Это свойство работает до 200 градусов по Цельсию, а после, композитная арматура теряет свою прочность. Такую полимерную арматуру следует применять там, где отсутствуют большие перепады температур. Это требование практически всегда выполняется в жилых и общественных зданиях.

В данной статье были рассмотрены характеристики, функционал и поведение композитной и металлической арматуры при разных действующих факторах. Многие характеристики у композитной арматуры лучше, чем у металлической, но однако, она имеет и ряд недостатков, из-за которых ее использование при строительстве и реконструкции становится менее предпочтительным, и из-за которых она не нашла широкого применения. Невозможно пока что говорить о полной замене металлической арматуры на композитную, так как металлическая до сих пор остается более надежной, благодаря многим физическим свойствам, которые были рассмотрены выше, а так же более проверенной временем и изученной. Применение композитной арматуры целесообразно и эффективно только тогда, когда ее свойства действительно необходимы. Все зависит от особенностей конкретного объекта и технологических условий его эксплуатации.

Литература

1. Мазуренко Е.М., Вичужанин А.Д. Сравнительный анализ металлической арматуры и арматуры из композитных материалов. // Наука и образование: Новое время. Негосударственное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Экспертно-методический центр». – 2017. – №3. – С. 80–89.
2. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов // В сборнике: Девелопмент и инновации в строительстве. сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.

3. Сытник Л.Е., Москвичев М.А. Сравнение экологичности использования арматуры из стали и пластиковых отходов. // Инженерный вестник Дона. Ростовское региональное отделение Общероссийской общественной организации «Российская инженерная академия». – 2017. – № 1 (44). – С. 97.
4. Баталова Н.А. Применение стеклопластиковой арматуры в строительстве, преимущества и недостатки в сравнении со стальной // Современная наука: Актуальные проблемы и пути их решения. Общество с ограниченной ответственностью Максимальные информационные технологии. – 2016. – № 5 (27). – С. 23–26.
5. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами // В сборнике: Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.
6. Будко А.А., Потехин А.А., Акопян А.А. Композитная арматура, достоинства и недостатки, сравнение с традиционной стальной арматурой // Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития. Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. Инновационный центр развития образования и науки. – 2016. – С. 148–152.
7. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Кривенкова Т.В. Особенности усиления строительных конструкций композитными полимерными материалами в условиях высоких и низких температур // Перспективы науки. – 2019. – № 5 (116). – С. 64–69.
8. Кузнецов А.Д., Лаврентьев М.С. Сравнение металлической и композитной арматуры при армировании бетона // Молодой ученый. – 2016. – № 18. – С. 122.
9. Леонова А.Н., Шевчук Е.А., Губская К.В. Основные виды композитной арматуры. её преимущества и недостатки // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 334–338.

References

1. Mazurenko E.M., Vichuzhanin A.D. Comparative analysis of metal reinforcement and reinforcement from composite materials. // Science and Education: New Times. Non-state educational institution of additional professional education «Expert-Methodical Center». – 2017. – №3. – P. 80–89.
2. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in spatially reinforced composites and their influence on the properties of materials // In the collection: Development and innovation in construction. collection of articles of the International scientific and practical congress. – 2018. – P. 132–136.
3. Sytnik L.E., Moskvichev M.A. Comparison of environmental friendliness of steel reinforcement and plastic waste. // Engineering Vestnik Don. Rostov regional branch of the All-Russian public organization «Russian Engineering Academy». – 2017. – № 1 (44). – P. 97.
4. Batalova N.A. Application of fiberglass reinforcement in construction, advantages and disadvantages in comparison with steel // Modern Science: Actual problems and their solutions. Limited Liability Company Maximal Information Technologies. – 2016. – № 5 (27). – P. 23–26.
5. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern ways of strengthening building structures by carbon composite materials // In the collection: Actual issues of urban construction, architecture and design in the resort regions. Materials of the Second All-Russian Scientific and Practical Conference. – 2015. – P. 75–79.
6. Budko A.A., Potekhin A.A., Akopyan A.A. Composite reinforcement, advantages and disadvantages, comparison with traditional steel reinforcement // Technical sciences: trends, prospects and technologies of development. Collection of scientific papers on the results of international scientific conference. Innovation Center for Development of Education and Science. – 2016. – P. 148–152.
7. Leonova A.N., Sofyanikov O.D., Krivenkova T.V. Features of strengthening of building structures by composite polymeric materials in conditions of high and low temperatures // Perspectives of Science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.
8. Kuznetsov A.D., Lavrent'ev M.S. Comparison of metal and composite reinforcement in reinforcing concrete // Young Scientist. – 2016. – № 18. – P. 122.
9. Leonova A.N., Shevchuk E.A., Gubskaya K.V. The main types of composite reinforcement. its advantages and disadvantages // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 334–338.

УДК 69.059

ВІМ-ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ



BIM-TECHNOLOGIES IN DESIGN AND CONSTRUCTION

Потужная Ирина Романовна

студентка,
Кубанский Государственный Технологический университет
iririna17@mail.ru

Полуриядникова Ирина Андреевна

студентка,
Кубанский Государственный Технологический университет
irishka.99.buguruslan@mail.ru

Аннотация. В данной статье приведена информация о том, каким образом на сегодняшний день BIM-технологии помогают проектировщикам и строителям принимать оптимальные решения в вопросах моделирования и возведения объектов. Описаны принципы, позволяющие избежать большинство неточностей и сэкономить время, затрачиваемое на создание чертежей, исправление ошибок и строительство. Подробно разобраны этапы процесса создания информационной модели проекта, а также сказано, для чего данная модель может применяться. Приведены преимущества использования BIM-технологий в процессах строительства и проектирования. Также сказано об одном из известных проектов, в котором сегодня широко применяются BIM-технологии.

Ключевые слова: BIM-технологии, BIM-модель, проектирование, строительство, проект.

Potuzhnaya Irina Romanovna

Student,
Kuban State University of Technology
iririna17@mail.ru

Poluryadnikova Irina Andreevna

Student,
Kuban State University of Technology
irishka.99.buguruslan@mail.ru

Annotation. This article provides information about how today BIM-technologies help designers and builders make optimal decisions in the modeling and construction of objects. Principles are described to avoid most inaccuracies and save time spent on creating drawings, correcting errors, and building. The stages of the project information model creation process are discussed in detail, as well as what this model can be used for. The advantages of using BIM-technologies in the construction and design processes are presented. It is also mentioned about one of the well-known projects in which BIM-technologies are widely used today.

Keywords: BIM-technologies, BIM-model, design, construction, project.

Сегодня принимать оптимальные решения проектировщикам и строителям помогают цифровые технологии моделирования – BIM-технологии. Впервые проектировать здания с помощью данных технологий специалисты начали в конце 20-го века. Первым виртуальным проектом, воплощенным в жизнь с помощью BIM-технологий, стал третий терминал аэропорта Хитроу.

BIM – это интегрированный, основанный на информационной модели подход к работе с инженерной информацией, который применяется на протяжении всего жизненного цикла объекта в рамках инвестиционно-строительного проекта [1]. BIM-технология позволяет увидеть все неточности еще на стадии проектирования, а смежным специалистам необходимо затратить небольшой промежуток времени на исправление всех ошибок. Все это становится возможным благодаря наложению уже созданных частей проекта друг на друга. В такой модели ошибки сразу становятся видны [1].

В 2015 году после того, как технология была признана инновационной, эффективной и необходимой к внедрению, был запущен процесс её внедрения на государственном уровне.

Процесс создания информационной модели проекта (BIM-модели) состоит из нескольких этапов:

– проектирование в трехмерном формате – созданная трехмерная модель несёт в себе наглядную информацию как обо всем объекте строительства, так и о геометрических параметрах отдельных элементов [2];

– наполнение модели данными об используемых материалах – модель проекта на этом этапе позволяет получать сводную ведомость объемов используемых материалов;

- совмещение всех разделов проекта в единую модель – необходимый этап для проверки правильности выбранных решений по всем разделам проекта, включая дизайн-проект, архитектурно-конструктивный и разделы внутренних инженерных систем;
- наполнение модели данными об используемых материалах – выявление конфликтов в информационной модели позволяет устранить их до начала строительства. Оптимизация проектных решений – это и есть выявление ошибок до начала строительства.

Комплексная информационная модель может использоваться для: создания высококачественной проектной документации, составление смет и строительных планов, заказа и изготовления материалов и оборудования, управления возведением здания, управления и эксплуатации самого здания в течение всего жизненного цикла [2].

На сегодняшний день специалисты моделируют объект, а с помощью компьютера создают качественные и точные чертежи, которые необходимы для строительной площадки и для успешного прохождения экспертизы [3, с. 273].

За последнее десятилетие в мире появилось множество уникальных зданий, которые были спроектированы с использованием технологии BIM, например, концертный зал имени Уолта Диснея в Лос-Анджелесе, Marina-Bay-Sands в Сингапуре, Flame Towers в Баку.

Применение BIM-технологии в России стало заметно практически в каждом значимом проекте страны, но несмотря на это возможности данной технологии используются далеко не на всех этапах реализации проекта [3, с. 275].

BIM-технология объединяет все проектные части в единую информационную модель строения. BIM-модель создаётся параллельно проектированию. Все части проектной модели объединены в один файл, который состоит из архитектурной и конструкторской частей, отопления, водоснабжения, вентиляции.

Преимуществами использования BIM-технологий в процессах строительства и проектирования являются:

- ясность и визуализация решений;
- согласованные решения разных проектных частей;
- меньшее количество ошибок и отсутствие необходимости в исправлениях или доработках;
- наглядная монтажная инструкция;
- точные количества материалов;
- детальность решений до строительства;
- комплексное проектирование, контроль и координирование на всех стадиях проекта;
- обнаружение геометрических конфликтов – исключается человеческий фактор;
- коммуникация на основе наглядных примеров;
- возможность быстрой и информативной презентации принципиальных решений заказчику и другим заинтересованным участникам проекта [4, с. 113].

При работе с BIM-технологиями используются следующие документы: BIM-стандарты, ВЕР, ТЗ. В документах должны быть прописаны все детали, системы, по которым осуществляются работы.

Как только строительный объект готов к эксплуатации, его виртуальная копия попадает к другим специалистам, а инженеры, пользуясь электронным устройством, изучают готовые конструкции и оценивают качество выполненных работ. При обнаружении ошибки инженер с помощью того же электронного устройства регистрирует наличие дефекта. Все найденные дефекты заносятся в специальную электронную карту – этот документ в онлайн режиме просматривает ответственный застройщик, чтобы оперативно устранить все недочёты. Виртуальная копия оригинала сооружения идет бок о бок со строительством объекта в реальном мире [5, с. 302].

На сегодняшний день одним из широко известных проектов, в котором применяются BIM-технологии, является Арктик СПГ 2. Для проектирования завода по сжижению природного газа применяются такие программы, как Navisworks и Aveva E3D.

Завод состоит из металлических конструкций: балки настила, опоры оборудования, трубопроводов, опоры под электрические лотки, монорельсы, площадки доступа, лестничные клетки и др. Основание завода отливается из бетона.

Aveva позволяет проектировать конструкции завода одновременно нескольким специалистам смежных профессий. После получения технического задания расчетчики начинают проверять конструкции, а проектировщики моделируют первичные и вторичные конструкции завода. Далее специалисты, занимающиеся разработкой труб и опор под них, создают конструкции в режиме программы «Model». Все изменения отображаются в реальном времени, после обновления модели новые и изменённые конструкции появляются у всех проектировщиков. Осуществляется тщательная проверка смоделированных конструкций на ошибки и пересечения друг с другом. Все недочеты устраняются, а при необходимости конструкции рассчитываются несколько раз, для выявления оптимального решения [6].

После того, как отработка модели полностью завершается, то есть все конструкции завода спроектированы и проверены, начинается процесс создания чертежей, который осуществляется с помощью раздела «Draw». Чертежи создаются автоматически, инженерам необходимо только обозначить размеры на всех видах, создать дополнительные виды, если необходимо, обозначить узлы крепления конструкций в соответствии с выпущенным журналом узлов для данного завода [7]. Также с помощью программы формируется спецификация для каждого чертежа, части конструкций обозначаются автоматически на изометрических видах (если речь идет об опорах оборудования, опорах трубопровода и пр.)

Создание чертежей с помощью Aveva E3D занимает немного времени, так как все процессы настроены и интеллектуальны, специалисту необходимо разбираться в самой программе и знать нормы проектирования, для того, чтобы сразу заметить ошибки и исправить их в Model и Draw, причем, при исправлении конструкции в Model, изменения на чертежах осуществляются с помощью нажатия нескольких кнопок.

Navisworks применяется для выгрузки всех конструкций будущего завода в единое пространство и их проверки. Программа позволяет отсекать ненужные части здания, а также фокусироваться на отдельных опорах или конструкциях. Часто это необходимо для того, чтобы найти конструкции, пересекающиеся с опорами или крепящиеся к ним. Так как в процессе создания модели завода с помощью Aveva некоторые конструкции указаны на чертежах, но не подписаны, что мешает инженеру-проектировщику полностью отредактировать все узлы крепления [8]. После выгрузки в Navisworks всех частей завода и фокусировки на необходимой опоре, можно увидеть все конструкции, которые каким-то образом взаимодействуют с проектируемой опорой. После этого по имени конструкции можно найти её в иерархии Aveva и выгрузить в пространство Model.

С помощью таких программ, как Navisworks и Aveva E3D скорость проектирования конструкций и качество получаемых чертежей повышается в несколько раз. Точность в подсчете необходимого количества материалов привело к экономии металла на 20 % по сравнению с расчетами и проектированием без использования данных BIM-технологий.

Таким образом, BIM-технологии позволяют повысить оперативность получения данных о состоянии сооружения, дают возможность накапливать данные по пространству и во времени. В последние годы модели становятся все реалистичней, что повышает качество выполнения работ и уменьшает количество ошибок, которые совершаются специалистами в процессе расчета и проектирования. Такая практика, по мнению специалистов, в скором будущем станет одним из стандартов современного строительства. Уже сегодня многие объекты строятся с использованием BIM-технологий.

Литература

1. Веб-сайт компании «Autodesk», программы для 3D проектирования, дизайна, анимации и графики [Электронный ресурс]. – URL : [http:// https://www.autodesk.ru](http://https://www.autodesk.ru) (дата обращения: 12.12.2020).
2. Веб-сайт компании «Graphisoft», BIM-приложения для архитекторов, дизайнеров и градостроителей [Электронный ресурс]. – URL : [http:// https://www.autodesk.ru](http://https://www.autodesk.ru) (дата обращения: 11.12.2020).

3. Соловьева Е.В., Совков В.И. BIM-технологии в строительстве: Solibri Model Checker // В сборнике: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры сборник статей Международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 272–275.
4. Соловьева Е.В., Сельвиан М.А. Основные этапы внедрения технологии информационного моделирования (BIM) в строительных организациях // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 11. – С. 110–119.
5. Припутин Н.А., Леонова А.Н. Применение BIM-технологии в строительстве // В сборнике: Молодежь и новые информационные технологии Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых в рамках Программы развития деятельности студенческих объединений Череповецкого государственного университета «РАЙОН IT». – 2016. – С. 301–304.
6. Припутин Н.А., Леонова А.Н. Применение информационных технологий при проектировании зданий // Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. – Сочи, 2016. – № 2.
7. Гамм М.В., Леонова А.Н. Применение BIM для проектирования конструкций // В сборнике: Девелопмент и инновации в строительстве. Сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 54–59.
8. Махинько А.С., Овсиенко Е.А., Леонова А.Н. Разработка новых конструктивных форм, методом расчета, оптимизации и реконструкции строительных конструкций и сооружений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 339–342.

References

1. The website of the company «Autodesk», programs for 3D design, design, animation and graphics [Electronic resource]. – URL : [http:// https://www.autodesk.ru](http://https://www.autodesk.ru) (access date: 12.12.2020).
2. Website of the company «Graphisoft», BIM-applications for architects, designers and urban planners [Electronic resource]. – URL : [http:// https://www.autodesk.ru](http://https://www.autodesk.ru) (date of access: 11.12.2020).
3. Solovieva E.V., Sovkov V.I. BIM-technologies in construction: Solibri Model Checker // In the collection: Ecological, engineering, economic, legal and management aspects of development of construction and transport infrastructure collection of articles of the International scientific-practical conference. Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «Kuban State Technological University», Institute of Construction and Transport Infrastructure; Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «Kuban State Technical University»; International Center for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 272–275.
4. Solovieva E.V., Selvian M.A. The main stages of the introduction of information modeling technology (VIM) in construction organizations // Scientific Proceedings of the Kuban State Technological University. – 2016. – № 11. – P. 110–119.
5. Priputin N.A., Leonova A.N. Application of BIM-technology in construction // In the collection: Youth and new information technologies All-Russian scientific-practical conference of young scientists within the Program of development of student associations activity of Cherepovets State University «RAION IT». – 2016. – P. 301–304.
6. Priputin N.A., Leonova A.N. Application of information technologies in building design // Actual issues of urban construction, architecture and design in resort regions. – Sochi, 2016. – № 2.
7. Gamm M.V., Leonova A.N. Application of BIM for structural design // In the collection: Development and innovation in construction. Collection of articles of the International Scientific and Practical Congress. – 2018. – P. 54–59.
8. Makhinko A.S., Ovsienko E.A., Leonova A.N. Development of new structural forms, calculation method, optimization and reconstruction of building structures and constructions // Science. Technics. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 339–342.

УДК 693.814.23

КЛЕЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОНСТРУКЦИЙ, СОВРЕМЕННЫЙ СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТИ



ADHESIVE JOINTS OF METAL STRUCTURES, A MODERN WAY TO INCREASE STRENGTH

Сурина Анна Дмитриевна

студент,
Кубанский Государственный Технологический университет
qazdr1322.@gmail.com

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский Государственный Технологический университет
lan.75@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены области применения клеящих составов для соединения элементов металлических конструкций. Проанализирован инновационный прием повышения прочности клееных соединений посредством воздействия постоянного магнитного поля на полимер клея.

Ключевые слова: металлические конструкции, клеевые соединения, прочность, магнитное поле, напряжённость поля.

Surina Anna Dmirtievna

Student,
Kuban State University of Technology
qazdr1322.@gmail.com

Leonova Anna Nikolaevna

Ph. D., Associate Professor of
Building Structures,
Kuban State University of Technology
lan.75@mail.ru

Annotation. The article discusses the areas of application of adhesives for connecting elements of metal structures. An innovative method of increasing the strength of glued joints by means of the action of a constant magnetic field on the adhesive polymer is analyzed.

Keywords: metal structures, adhesive joints, strength, magnetic field, field strength.

В последние годы поиск новых, более экономичных методов, позволяющих соблюдать условия эксплуатации металлических конструкций, обеспечил клеевым соединениям широкое распространение в различных сферах промышленности.

Неразъёмное соединение элементов конструкций с помощью клея, образующего между ними тонкую прослойку (клеевой шов), называется клеевым [1, с. 173].

Такой способ соединения при решении многих производственных задач сможет конкурировать с общепринятыми на данный момент механическими соединениями. Тонкий клеевой шов не ослабляет металл, в отличие от сварки и сверления отверстий при болтовом или заклёпочном соединении. При работе на срез клеевые соединения лучше нивелируют деформации за счет большей площади контакта поверхностей в сравнении с точечным контактом, характерным для традиционных крепежных элементов. В соединяемых элементах дополнительные внутренние напряжения незначительны. Клеи обеспечивают высокую коррозионную стойкость в агрессивных средах, герметичны, обладают хорошей сопротивляемостью к ударным и вибрационным нагрузкам. Цена клеевого сырья и простота технологии склеивания позволяет снизить стоимость производства, вес конструкций и сэкономить металл.

Технология склеивания металлических конструкций содержит в себе следующие этапы:

- Подготовка поверхностей к склеиванию: поверхности должны быть очищены от пыли и жира, обеспечена необходимая шероховатость.
- Нанесение клея: клей следует наносить в одну сторону во избежание попадания в него пузырьков воздуха, наиболее рациональны клеящие пленки, не допускающие изменение толщины клеевого слоя.
- Сборка и склеивание деталей: в сборочном приспособлении детали с нанесенным клеем устанавливают во взаимно правильное положение и фиксируют зажимными устройствами.
- Отчистка шва от подтеков и контроль качества соединения: наиболее совершенным методом является применение ультразвука, в ряде случаев контроль выполняется визуально, с помощью лупы [2].

Ввиду того, что надежное соединение деталей малой толщины возможно обеспечить, как правило, только склеиванием, самым целесообразным методом применения клеевых соединений в строительстве является изготовление деталей из тонких листов.

Из-за возможности соединять разнородные материалы, актуальным направлением также представляется создание новых конструкций - сотовых и слоистых, которые используются в качестве отделочного слоя навесных вентилируемых системах (рис. 1)

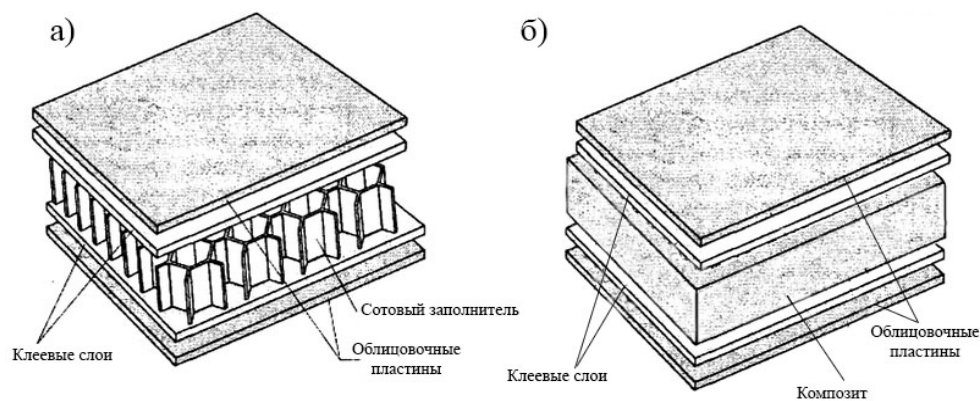


Рисунок 1 – Аллюминиевые панели фасада:
а) сотовые; б) слоистые.

Прогрессивным приемом становится использование комбинации клеевого соединения и механического. Так, например, в ЦНИИпроектстальконструкции разработан метод, при котором к стыкуемым элементам эпоксидным клеем с корундовым наполнителем приклеиваются стальные накладки и стягиваются высокопрочными болтами. Таким образом удаётся добиться увеличения несущей способности соединений в два раза (44 т на один болт вместо 21 т) и заменить болты на более дешёвые из стали марки Ст.3, без потери несущей способности соединения.

Ещё один комбинированный способ соединения элементов конструкций – клеесварной, когда при точечной сварке в промежутках находится клей. Так как прочность сварных точек при отрыве относительно небольшая (5–10 Мпа), а клеевого соединения – 30–40 Мпа [3, с. 433], Такой способ соединения рационально использовать в каркасных системах, работающих на сжатие, или конструкций в виде листов или профилей. Важно, чтобы клеевой шов таких соединений был равномерным, и в нём отсутствовали поры. Ниже представлены рациональные типы клеесварных конструкций (рис. 2).

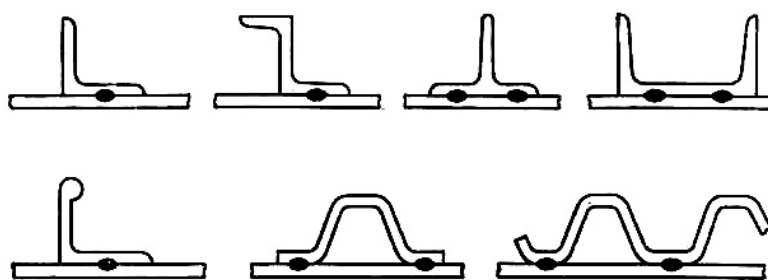


Рисунок 2 – Рекомендуемые конструкции клеесварного соединения

Недостатками клеевых соединений являются:

- затруднительный контроль качества швов;
- значительное снижение прочности в процессе старения;
- уменьшение предела прочности на сдвиг в 10–13 раз при повышении температуры от 30 до 140° С;
- недопустима работа при многократно повторяющихся ударных нагрузках;
- повышенные трудозатраты при подготовке поверхностей под склеивание.

Ключевым требованием, предъявляемым к клеевым соединениям, является их прочность. Как было сказано ранее, соединения на основе клея имеют большой потенциал, поэтому технологии повышения прочностных характеристик таких соединений непрерывно совершенствуются. Отдельные испытания [4] и практика эксплуатации конструкций на основе клеевых соединений показали, что изменение состава клея для повышения прочности клеевого шва малоэффективно, поэтому современные приемы основаны на совершенствовании микроструктуры или полимерной матрицы клеев. Одним из таких методов является обработка клеевой композиции постоянным магнитным полем перед нанесением на элементы конструкции. Такой способ основан на исследованиях [5], которые показали увеличение микротвердости расплавленного полимера после его отверждения, что может говорить и о возрастании прочности всего клеевого шва.

Обработку полимерного компонента проводили на стенде (рис. 3).

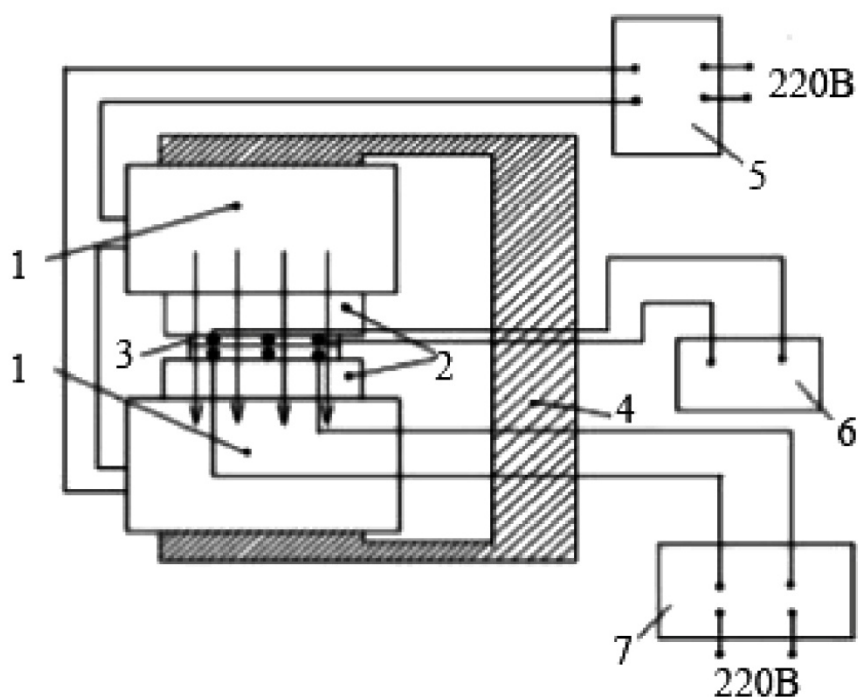


Рисунок 3 – Стенд для обработки полимера постоянным магнитным полем:

1 – обмотка электромагнита; 2 – башмаки электромагнита; 3 – нагревательное устройство с образцом; 4 – ярмо; 5 – блок питания; 6 – потенциометр; 7 – источник питания нагревательного устройства.

Принципиальная схема работы стенда состоит в следующем: на обмотку катушки электромагнита подается постоянный ток, создающий постоянное магнитное поле, напряженность поля регулируется силой тока и расстоянием между подвижными башмаками электромагнита. Полимер клея в кювете помещается между двух полюсов электромагнита, где на него осуществляется воздействие магнитным полем с напряженностью до $3,0 \cdot 10^5$ А/м при температуре около 60°C , которую поддерживает специальное нагревательное устройство. Обработку проводят в течение 30 минут, после этого полимер смешивается с отвердителем. В ходе опыта полученную композицию нанесли на поверхности специальных образцов в форме блоков для дальнейшего определения предела прочности соединений на равномерный отрыв и сдвиг при сжатии. Соединённые блоки выдерживали при давлении в $0,2\text{--}0,3$ Мпа и температуре 500°C в термошкафу в течение 10 часов, после чего поместили в разрывную машину МИ-20.

В качестве испытательных образцов выступали: эпоксидно-полисульфидный клей К-153, эпоксидный клей ВК-9 и блоки из стали Ст.3. Результаты проведенных испытаний приведены в таблице 1. Необходимо отметить, что у 90 % образцов разрушение носило когезионный характер.

Таблица 1 – Зависимость прочности клеевого соединения от напряжённости постоянного магнитного поля

Марка клея	Напряжённость магнитного поля $H \cdot 10^{-4}$, А/м	Предел прочности на равномерный отрыв σ , Мпа	Предел прочности на сдвиг при сжатии τ , Мпа
ВК-9	0	16,5	13,2
	7,2	18,2	14,1
	12,4	24,3	15,2
	21,2	25,4	22,2
	24,6	26,1	22,9
	27,4	26,4	23,4
К-153	0	10,6	6,3
	7,2	12,2	7,4
	12,4	12,7	8,3
	21,2	14,6	9,8
	24,6	14,9	10,2
	27,4	15,3	10,6

По данным таблицы можно сделать следующие выводы:

- предел прочности на сдвиг при сжатии возрос в 1,8 раза у обеих марок;
- предел прочности на равномерный отрыв увеличился в 1,6 и 1,4 для ВК-9 и К-153 соответственно;
- изменение пределов прочности носит линейный характер.

Согласно [6] полученные результаты можно объяснить явлением, при котором макромолекулы полимера клея под воздействием магнитного поля ориентируются в направлении одного вектора, что обуславливает упорядоченную микроструктуру клея и, как следствие, бóльшую прочность соединений.

Чтобы проверить вышеизложенное предположение, на растровом электронном микроскопе с увеличением 3нм были сделаны фотографии микроструктуры данных клеев до и после обработки постоянным магнитным полем с напряжённостью $2,4 \cdot 10^5$ А/м (рис. 4). На снимках видно, как уплотнилась микроструктура клея, что должно свидетельствовать и о повышении механических свойств.

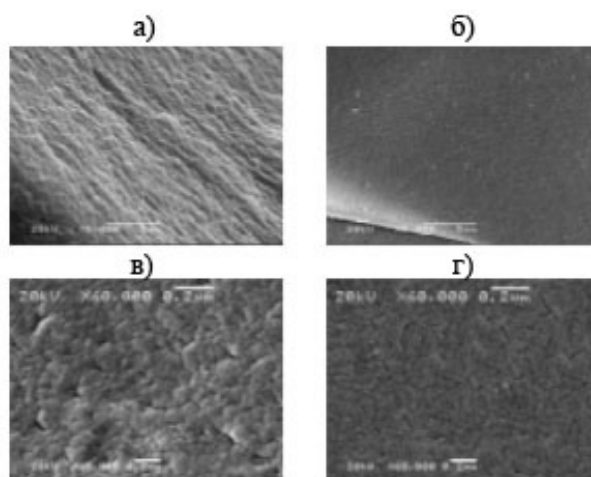


Рисунок 4 – Микрофотографии клея:
 а) клей К-153 до обработки; б) то же, после обработки;
 в) клей ВК-9 до обработки; б) то же, после обработки.

Подводя итоги, нужно отметить, что клеевые соединения благодаря вышеизложенным преимуществам перспективны для использования в строительной отрасли и поиска путей улучшения состава, структуры, прочностных характеристик и расширения

областей эксплуатации. Ощутимую выгоду можно извлечь из применения клееных соединений в комбинации с механическими, так как такой тип позволяет нивелировать недостатки и использовать преимущества каждого типа. Важным аспектом должен стать поиск способов увеличения прочности клеевых соединений, основанный на изменении структуры последних, так как имеющиеся исследования показывают большой потенциал. Рассмотренный метод может быть реализован на предприятиях, изготавливающих клеевые соединения и производствах, использующих их для создания металлических конструкций с клеевыми соединениями.

Литература

1. Тюняев, А.В., Звездаков В.П., Вагнер В.А. Детали машин: учебник, 2-е изд., испр. и доп. – СПб. : Лань, 2013. – 736 с.
2. Шавырин В.Н., Рязанцев В.И. Клеесварные конструкции [Текст]. – М. : Машиностроение, 1981.
3. Молотников В.Я. Техническая механика: учебное пособие. – СПб. : Лань, 2017. – 476 с.
4. Айбиндер С.Б. Андреева Н.Г. Влияние наполнителей на теплофизические, механические и антифрикционные свойства полимеров // Изв. АН ЛАТ. ССР. Сер. физ. и техн. наук. – 1983. – № 5. – С. 3–18.
5. Молчанов Ю.М., Кисис Э.Р., Родин Ю.П. Структурные изменения полимерных материалов в магнитном поле // Механика полимеров. – 1973. – № 4. – С. 737–738.
6. Электрические и магнитные поля в технологии полимерных композиций / Ю.И. Воронежцев [и др.]. – Минск, 1990. 263 с.

References

1. Tyunyaev A.V., Zvezdakov V.P., Wagner VA Machine Parts: textbook, 2nd ed. – SPb. : Lan', 2013. – 736 p.
2. Shavyrin V.N., Ryazantsev V.I. Kleeswelded structures [Text]. – M. : Mashinostroenie, 1981.
3. Molotnikov V.Y. Technical Mechanics: Textbook. – SPb. : Lan', 2017. – 476 p.
4. Aibinder S.B. Andreeva N.G. Influence of fillers on thermophysical, mechanical and antifriction properties of polymers // Izv. SSR. Ser. of Phys. and Engineering Sciences. – 1983. – № 5. – P. 3–18.
5. Molchanov Yu.M., Kisis E.R., Rodin Y.P. Structural changes in polymeric materials in a magnetic field // Mechanics of polymers. – 1973. – № 4. – P. 737–738.
6. Electric and magnetic fields in the polymer composites technology / Yu.I. Voronezhstsev [et al.]. – Minsk, 1990. 263 p.

УДК 69.07

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ БАЛОЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ



WAYS TO IMPROVE BEAM STRUCTURES

Хейшхо Асет Борисовна

студент,
Кубанский Государственный Технологический университет
akheyshkho@mail.ru

Пальянова Анастасия Владиленовна

студент,
Кубанский Государственный Технологический университет
nastya.palyanova@bk.ru

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский Государственный Технологический университет
lan.75@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются способы улучшения балочных конструкций. Приведены особенности конструирования бистальных и предварительно напряженных балок, балок с перфорированной, гофрированной и гибкой стенкой. Описываются особенности их работы и рекомендации по расчету облегченных конструкций.

Ключевые слова: балочные конструкции, балки, трудоемкость, прочность, эффективность, экономия.

Kheyshkho Aset Borisovna

Student,
Kuban State University of Technology
akheyshkho@mail.ru

Palyanova Anastasia Vladilenovna

Student,
Kuban State University of Technology
nastya.palyanova@bk.ru

Leonova Anna Nikolaevna

Ph. D., Associate Professor of Building Structures,
Kuban State University of Technology
lan.75@mail.ru

Annotation. This article discusses ways to improve beam structures. The features of designing bial and prestressed beams, beams with a perforated, corrugated and flexible wall are presented. The features of their work and recommendations for the calculation of lightweight structures are described.

Keywords: beam structures, beams, labor intensity, strength, efficiency, economy.

Одной из важнейших задач строительства является разработка новых конструктивных форм и совершенствование существующих. Это привело к появлению конструкций, которые в ряде случаев эффективнее и экономичнее традиционных. В настоящее время наибольшую популярность получили несколько типов облегченных балок.

Бистальные балки.

Это балки, выполненные из двух марок стали различной прочности. При этом в наиболее напряженных участках поясов балки применяют сталь повышенной прочности, а на участках, где нормальные напряжения гораздо меньше (стенка и пояса вблизи опор), применяют малоуглеродистую сталь. Такое решение позволяет существенно снизить расход металла при экономически целесообразном ограниченном применении сталей более высокого класса [1] и способствует снижению стоимости на 5–7 %.

Особенностью работы бистальных балок является возможность возникновения текучести материала стенки в крайних участках, которые примыкают к поясам. Однако эта текучесть не опасна для всей конструкции, потому что деформации в этих участках стенки ограничены поясами и остальной частью стенки. Поэтому ребра устанавливаются чаще, а горизонтальные ребра жесткости выполняются из высокопрочной стали.

При работе с циклическими нагрузками бистальные балки обладают большей износостойкостью, чем обычные балки. При этом компоновку сечения бистальных балок, а также определение общей устойчивости выполняют так же, как и в моносталях.

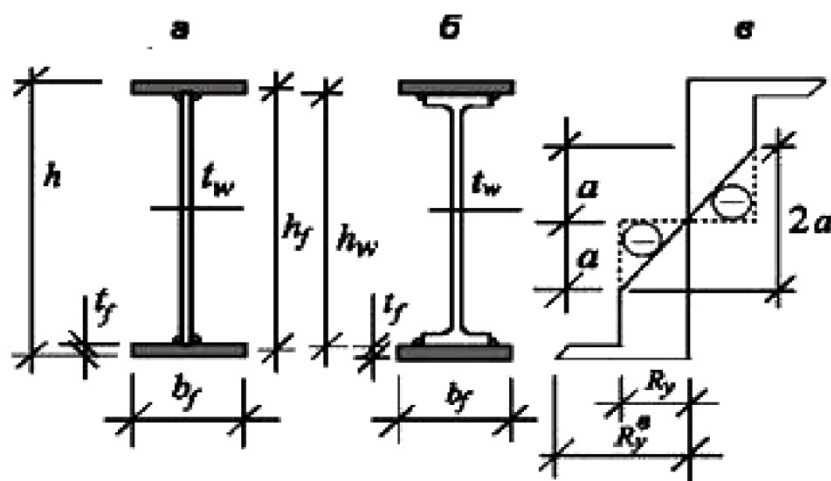


Рисунок 1 – Бистальные балки:
 а – из листовой и полосовой стали; б – из прокатного двутавра и полосовой стали;
 в – эпюра нормальных напряжений

Балки с перфорированной стенкой

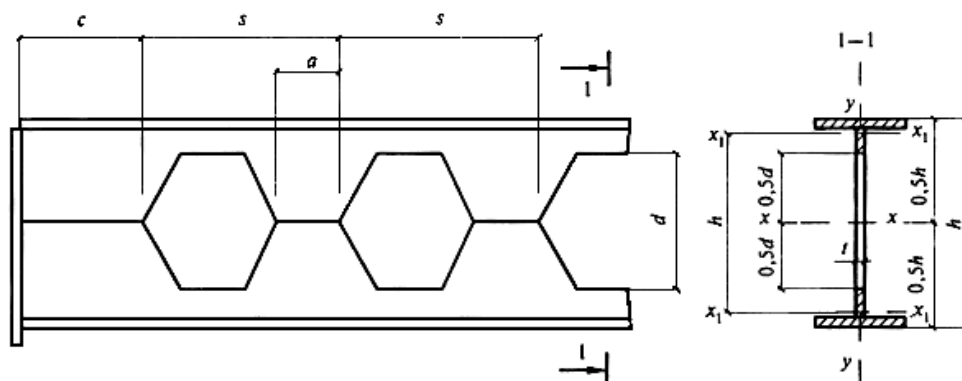


Рисунок 2 – Балка с перфорированной стенкой

Такие балки получают путем разрезания стенки прокатного двутавра по зигзагообразной линии. Затем соединяют части в местах примыкания выступов сваркой и получают двутавр с отверстием в стенке. Высота конечной конструкции больше, что способствует повышению несущей способности. Хорошо зарекомендовали себя перфорированные балки в виде прогонов пролетом 12 метров. При этом перфорацию рекомендовано начинать с прокатного двутавра № 20 [9].

При расчете перфорированных балок используют модель, напряжения в которой находят как в обычной балке, ослабленной отверстием, и учитывают действие поперечной силы, изгибающей пояс. Вычисляют геометрические характеристики по сечению с отверстием и проверяют общую устойчивость тоже как обычных балок.

Формы поперечных сечений и связанных с этим отверстий зависят от назначения элементов в конструкции. Как показали исследования, в некоторых случаях, касающихся устойчивости, более предпочтительной может оказаться перфорация стенки двумя рядами неодинаковых по величине вырезов [8]. С точки зрения распределения напряжений наиболее выгодными оказываются наклонные эллиптические отверстия, за счет снижения концентрации касательных напряжений в балке [8]. Отверстия в перфорированных элементах позволяют использовать пространство между балок для проведения коммуникаций через стенки балок, что приводит к повышению энергоэффективности такой конструкции при использовании ее в строительстве зданий и сооружений.

Такая конструкция балки позволяет значительно сократить расход материала [2], трудозатраты, время возведения каркаса здания, а, следовательно и стоимость строительства.

Балки с гибкой стенкой

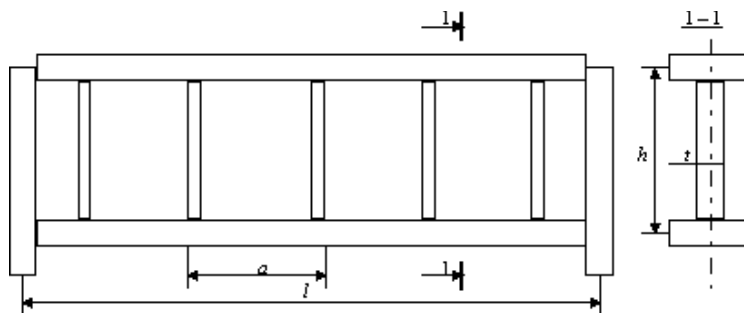


Рисунок 3 – Балка с гибкой стенкой

Стенка балки представляется в виде гибкой прямоугольной пластинки, опёртой на пояса и рёбра жёсткости, несущей в своей плоскости по контуру нагрузку, статически эквивалентную изгибающему моменту, поперечной, продольной силе или их комбинации [3]. Уменьшение толщины стенки и повышение ее гибкости приводит к уменьшению площади сечения, а, следовательно, к экономии металла.

Препятствием к значительному увеличению гибкости стенки является потеря ее местной устойчивости и нежелание проектировать продольные ребра жесткости. Однако, при потере устойчивости тонкая стенка, имеющая вертикальные ребра жесткости, образует складки между ребрами, направленными вдоль основных сил растяжения («закрытая» работа стенки), и балка продолжает нести действующую нагрузку. В результате балка как бы превращается в раскосную ферму, в которой растянутые участки стенки выполняют роль растянутых раскосов, а ребра жесткости - роль сжатых стоек.

Таким образом, благодаря закрытой работе стены балки можно сделать более тонкостенными, что в свою очередь дает экономию металла.

Работа и расчет таких балок сильно отличается от обычных. Проверка несущей способности пояса проводится по внецентренному сжатию, а стенки – по приведенным напряжениям от действия растягивающих, сжимающих и касательных напряжений.

Применение балок с очень тонкими стенками целесообразно при стабильном направлении действия статических временных нагрузок, поскольку работа таких балок при переменных в направлении подвижных и динамических нагрузок еще недостаточна.

На сегодняшний день применяются следующие типы балок с гибкой стенкой: с поперечными ребрами жесткости, с продольными ребрами жесткости, с ребрами-стойками и с гладкими стенками.

Балки с гофрированной стенкой

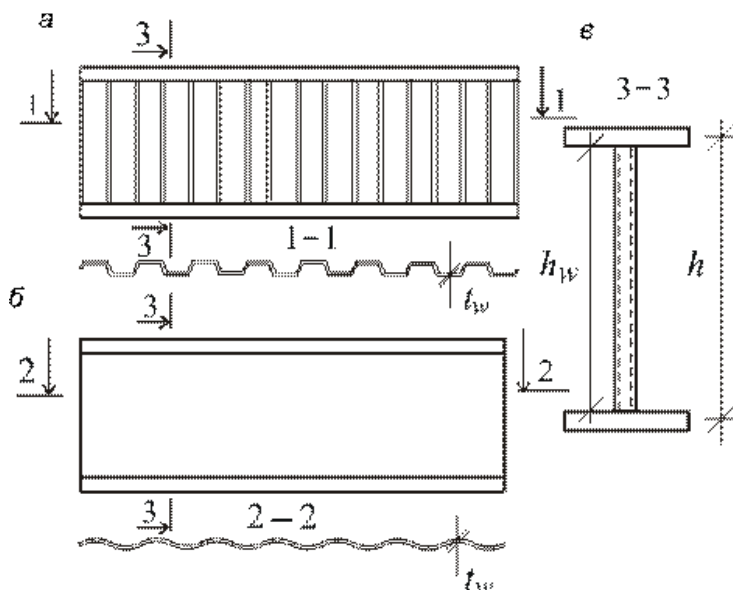


Рисунок 4 – Балка с гофрированной стенкой

Один из способов снизить содержание металла в балках – гофрирование стенок. Такие балки применяются во всех случаях, когда необходимо повысить жесткость конструкции на кручение.

Установка поперечных ребер смягчает ситуацию за счет уменьшения толщины стенки и в то же время увеличения жесткости балок на кручение, поскольку ребра действуют как мембрана и обеспечивают неизменность контура поперечного сечения.

При выборе конструктивного решения балки с гофрированной стенки следует учитывать и особенности напряженно-деформированного состояния под действием нагрузок, и технологические требования. Основные типы таких балок: прямоугольные, трапецеидальные, треугольные, волнистые. Стенки с треугольными гофрами наиболее просты в изготовлении, а с волнистыми – устойчивы. Также встречается применение полос из готового профнастила. Исследования, представленные в работе [4], показывают, что большей несущей способностью обладает несущий элемент, гофры которого имеют синусоидальный профиль.

Изготовление балок с гофрированной стенкой рекомендуется производить на заводах металлоконструкций, с организацией специальных участков прессования или другими установками для гофрирования.

В упругой стадии, до потери устойчивости стенки как ортопропной пластины, балки с гофрированной стенкой работают дольше, чем балки с гибкой стенкой. Так как пояса балок с гофрированной стенкой не испытывают изгиба в плоскости стенки, они также работают в лучших условиях.

Предельное состояние балки обычно сопровождается потерей местной устойчивости стенки под действием местных сосредоточенных сил, если отсутствуют ребра жесткости. В балках с довольно жесткими гофрированными стенками предельное состояние может возникнуть из-за развития чрезмерных остаточных деформаций. Замена стенки из плоского листа в опорных зонах на вертикально гофрированный профиль обеспечивает повышенную общую и местную устойчивость стены, что приводит к увеличению несущей способности балки [6].

Для балок с гофрированными стенками часто принимают двутавровые сечения с поясами из листов. Сечение поясов может иметь довольно большие размеры в ширину и быть переменным по длине в соответствии с очертаниями эпюры изгибающих моментов, что позволяет дополнительно уменьшить расход металла.

Предварительно напряженные балки

Предварительно напряженные металлические балки на 15–23 % экономичнее обычных балок с точки зрения расхода стали.

Предварительное напряжение чаще всего происходит путем включения стальных тросов в балку, расположенных в растянутой зоне конструкции и растягиваемых во время монтажа. Иногда вместо тросов применяют пучки высокопрочной проволоки.

При обжатии конструкции в балке образуются начальные напряжения, противоположные по знаку напряжениям от нагрузки.

На эксплуатационную нагрузку сечение работает в сочетании с тросами как статическая неопределимая система, при этом число дополнительных неизвестных равно количеству напрягаемых элементов. Таким образом, в тросах нагрузки прикладываются к усилиям от предварительного напряжения. В зависимости от величины данного суммарного усилия принимают поперечное сечение троса.

Обратные начальные моменты позволяют значительно уменьшить сечение балки. Экономия стали при такой конструкции во много раз превосходит вес тросов.

Предварительное напряжение также, осуществляется путем сварки двух предварительно изогнутых половин балки и принудительным смещением опор неразрезной балки.

При осуществлении предварительного напряжения всегда требуются дополнительные затраты труда. Однако, если при этом сокращается расход стали, то общая трудоемкость конструкций оказывается ниже, чем при применении обычных конструкций [5].

Усовершенствование балочных конструкций является актуальным и перспективным направлением исследований. Рассмотренные варианты изготовления облегченных двутавровых балок позволяет более полно использовать резервы устойчивости. Применение облегченных типов балочных конструкций позволяет получить большую эффективность и экономию стали до 10–50 %, по сравнению с традиционными балками прокатного или составного сечения.

Литература

1. Морозовский А.П. О работе бистальных балок при статической нагрузке за пределом упругости // Вестник ТГАСУ. – 2004. – № 1. – С. 208–212.
2. Аль Хетари А.А. Особенности работы и расчета балок с перфорированной стенкой // Символ науки. – 2018. – № 6. – С. 11–14.
3. Полтораднев А.С. Эффективность балок с гибкой стенкой // Соискатель. – 2010. – № 1. – С. 46–48.
4. Митрофанов С.В., Митрофанов В.А. Работа балки с гофрированной стенкой с различными профилями гофрирования // Строительство и техногенная безопасность. – 2017. – № 9 (61) – С. 87–92.
5. Чебровский А.А. Исследование экономических показателей стальных балок, предварительно напряженных вытяжкой стенки // Вестник ТОГУ. – 2016. – № 4. – С. 103–108.
6. Плисенко Д.Ю. Особенности использования балки с гофрированной стенкой в строительстве // Инвестиции, строительство, недвижимость как материальный базис модернизации и инновационного развития экономики. – 2018. – С. 780–782.
7. Полевщиков С., Елькина Л.В., Крупин М.Н. Перфорированные балочные конструкции // Технические науки. – 2017. – № 3. – С. 300–307.
8. Притыкин А.И. Технологии изготовления однорядно и многорядно перворированных балок // Вестник МНСУ. – 2009. – № 2. – С. 31–35.
9. Конструкции прогонов покрытия в виде балок с перфорированной стенкой / И.В. Роменский [и др.] // Металлические конструкции. – 2020. – Т. 26. – № 2. – С. 77–85.

References

1. Morozovsky A.P. On the Work of Bistal Beams under Static Loading Beyond the Elasticity Limit // Vestnik of TSAU. – 2004. – № 1. – P. 208–212.
2. Al Khetari A.A. Features of work and calculation of beams with a perforated wall // Symbol of Science. – 2018. – № 6. – P. 11–14.
3. Poltoradnev A.S. Efficiency of beams with a flexible wall // Applicant. – 2010. – № 1. – P. 46–48.
4. Mitrofanov S.V., Mitrofanov V.A. Operation of a beam with a corrugated wall with different corrugation profiles // Construction and Technogenic Safety. – 2017. – № 9 (61) – P. 87–92.
5. Chebrovsky A.A. The study of economic performance of steel beams, prestressed wall stretching // Vestnik TOGU. – 2016. – № 4. – P. 103–108.
6. Plisenko D.Yu. Features of the use of beams with corrugated wall in construction // Investment, construction, real estate as a material basis for modernization and innovative development of the economy. – 2018. – P. 780–782.
7. Polevshchikov S., Elkina LV, Krupin MN Perforated girder structures // Technical Sciences. – 2017. – № 3. – P. 300–307.
8. Pritykin A.I. Technologies of single-row and multiple-row firsted beams manufacturing // Bulletin of the Ministry of Science and Technology of the Russian Federation. – 2009. – № 2. – P. 31–35.
9. Designs of cover beams with perforated wall / I.V. Romensky [et al.] // Metal Structures. – 2020. – VOL. 26. – № 2. – P. 77–85.

УДК 69.059

УСИЛЕНИЕ СЖАТЫХ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОЛОНН ОБОЙМАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДГЕЗИОННОЙ ОБМАЗКИ ИЗ ЖИДКОГО СТЕКЛА



REINFORCEMENT OF COMPRESSED REINFORCED CONCRETE COLUMNS WITH CLIPS USING ADHESIVE COATING MADE OF LIQUID GLASS

Шешукова Мария Андреевна

студент,

Кубанский Государственный Технологический университет

sheshukova_mary@mail.ru

Аннотация. В данной статье дана информация о традиционных материалах, используемых при усилении сжатых железобетонных колонн: фибровое волокно, углеволокно, эпоксидный клей. Описаны их недостатки. Также дано определение жидкого стекла и указаны его основные преимущества перед традиционными материалами. В статье подробно разобраны существующие инновационные методы усиления сжатых железобетонных колонн обоймами с использованием адгезионной обмазки из жидкого стекла, описаны конструкции усилений и даны технические результаты их применения.

Ключевые слова: усиление, колонна, обойма, жидкое стекло, адгезионная обмазка, железобетон, металл.

Sheshukova Mariya Andreevna

Student,

Kuban State University of Technology

sheshukova_mary@mail.ru

Annotation. This article provides information about traditional materials used to strengthen compressed reinforced concrete columns: fiber, carbon fiber, and epoxy glue. Their disadvantages are described. The definition of liquid glass is also given and its main advantages over traditional materials are indicated. The article analyzes in detail the existing innovative methods of strengthening compressed reinforced concrete columns with clips using adhesive coating made of liquid glass, describes the design of reinforcements and gives technical results of their application.

Keywords: reinforcement, column, cage, liquid glass, adhesive coating, reinforced concrete, metal.

С каждым годом количество зданий и сооружений, которые необходимо реконструировать, возрастает, в связи с чем актуальна проблема усиления строительных конструкций.

Важной конструкцией сооружения является колонна, для повышения несущей способности которой на сегодняшний день используется множество традиционных и современных методов усиления [1, с. 53]. Наиболее выгодным и надежным способом является усиление железобетонными и металлическими обоймами. Данный метод постоянно совершенствуется, разрабатываются инновационные материалы, которые можно применять в процессе реконструкции колонн [1, с. 61].

Основными причинами возникновения необходимости усиления колонн с использованием обойм являются: ошибки, допускаемые в процессе проектирования, изготовления и монтажа; повышение эксплуатационных нагрузок (увеличение грузоподъёмности крана, изменение конструкции и вида утеплителя, изменение конструкций покрытия и т.д.).

На сегодняшний день уже известны способы усиления колонн обоймами с использованием фибробетона, эпоксидного клея и углеродного волокна [2, с. 54]. Но каждый из данных методов имеет недостатки. Так, например, при усилении колонн с использованием эпоксидного клея возрастает стоимость работ в связи с высокой ценой на эпоксидный клей и его высоким расходом в процессе реконструкции, также эпоксидный клей имеет низкую прочность и короткий срок службы, процесс устройства данного усиления достаточно трудоёмкий. При применении фибробетона и углеродного волокна процесс устройства также трудоёмок, а стоимость фибрового волокна и углеволокна достаточно высокая [3, с. 71].

В связи с недостатками существующих методов усиления возникла необходимость в создании новых способов усиления колонн. Одним из данных способов стал способ с использованием адгезионной обмазки из жидкого стекла.

Жидкое стекло – водный раствор силиката натрия, воздушное вяжущее, которое изготавливается с помощью обжига смеси кварцевого песка с содой. Полученное стекло дробят и растворяют в воде. Натриевое жидкое стекло применяют при производстве специальных бетонов (жаростойкие, кислотоупорные), огнезащитных красок и т.д. Жидкое стекло обладает рядом преимуществ по сравнению с распространёнными методами усиления: низкая стоимость и низкий расход материала, малая трудоемкость в устройстве [4].

На основании положительных характеристик жидкого стекла были разработаны следующие инновационные методы усиления сжатых железобетонных колонн обоймами [5, с. 9]:

1. Конструкция – комбинация железобетонной обоймы с продольной и поперечной арматурой в виде замкнутых хомутов и слоя адгезионной обмазки из жидкого стекла (рис. 1). Результат: создаётся лучшее сцепление и соединение между усиливаемым элементом и наружной усиливающей конструкцией [6, с. 67]. Адгезионные свойства «старого» и «нового» бетона возрастают.

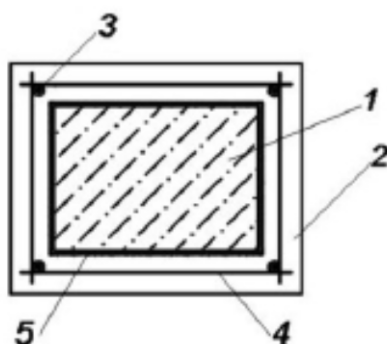


Рисунок 1 – Железобетонная обойма с продольной и поперечной арматурой в виде замкнутых хомутов и слой адгезионной обмазки из жидкого стекла:

- 1 – железобетонная колонна, 2 – железобетонная обойма,
- 3 – продольная арматура, 4 – поперечная арматура,
- 5 – адгезионная обмазка из жидкого стекла

2. Конструкция – комбинация железобетонной обоймы и прослойки из жидкого стекла со стеклотканью (рис. 2). Результат: создаётся лучшее сцепление и соединение между элементом усиления и железобетонной обоймой [7, с. 19]. Адгезионные свойства «старого» и «нового» бетона возрастают благодаря стеклоткани (шероховатая поверхность).

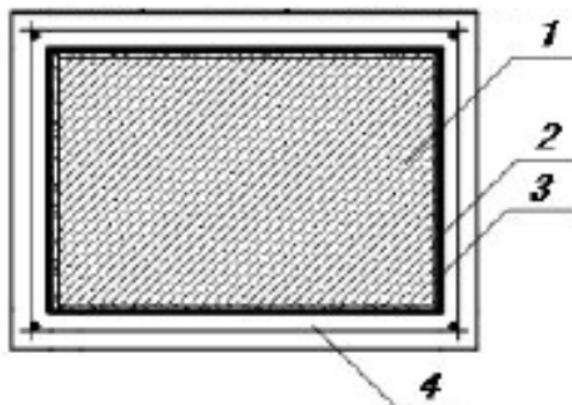


Рисунок 2 – Железобетонная обойма и прослойка из жидкого стекла со стеклотканью:

- 1 – железобетонная колонна, 2 – обмазка из жидкого стекла,
- 3 – стеклоткань, 4 – железобетонная обойма

3. Конструкция – комбинация железобетонной обоймы, которая состоит из сборных железобетонных плит, и обмазки из жидкого стекла (рис. 3). Результат: создаётся лучшее сцепление и соединение между элементом усиления и железобетонной обоймой [8, с. 288]. Благодаря применению сборных железобетонных плит снижается трудоёмкость и избегается необходимость мокрых процессов, которая обычно возникает при бетонировании обойм [9, с. 134].

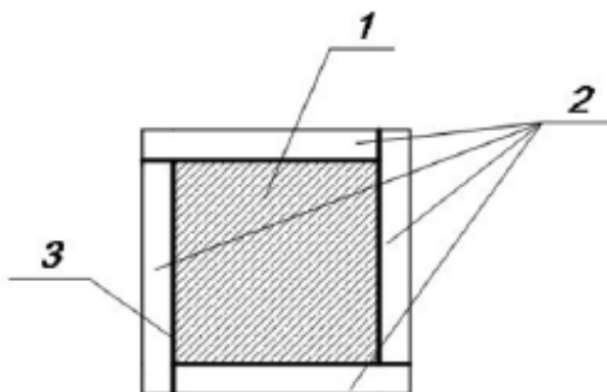


Рисунок 3 – Железобетонная обойма, состоящая из сборных железобетонных плит и обмазка из жидкого стекла: 1 – железобетонная колонна, 2 – сборные железобетонные плиты, 3 – обмазка из жидкого стекла

4. Конструкция – комбинация железобетонной обоймы с продольной и поперечной арматурой в виде замкнутых хомутов и слоя адгезионной обмазки из жидкого стекла с добавлением цемента (рис. 4). Результат: создаётся лучшее сцепление и соединение между усиливаемым элементом и наружной усиливающей конструкцией. Адгезионные свойства «старого» и «нового» бетона возрастают благодаря обмазке составом из жидкого стекла с добавлением цемента [10, с. 143].

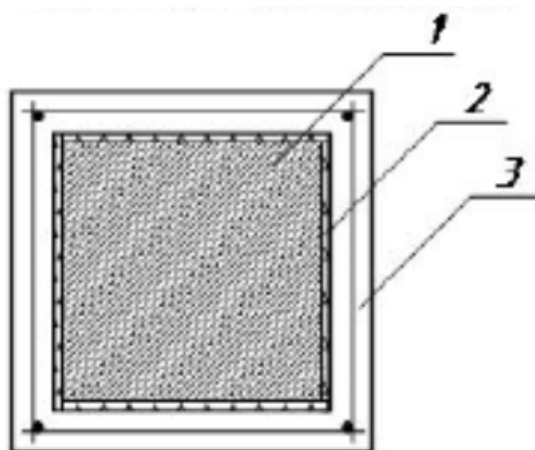


Рисунок 4 – Железобетонная обойма с продольной и поперечной арматурой в виде замкнутых хомутов и слой адгезионной обмазки из жидкого стекла с добавлением цемента: 1 – железобетонная колонна, 2 – обмазка из жидкого стекла с добавлением цемента, 3 – железобетонная обойма

Зачастую необходимо осуществить увеличение несущей способности сжатой железобетонной колонны без остановки основного производства, поэтому данное усиление производится с помощью металлических обойм.

5. Конструкция – комбинация металлической обоймы в виде стальных поперечных соединительных планок и продольных уголков, с нанесенной на внутреннюю поверхность уголка обмазкой из цементно-песчаного раствора с добавлением жидкого стекла (рис. 5) [11, с. 76]. Результат: создаётся лучшее сцепление колонны с обоймой.

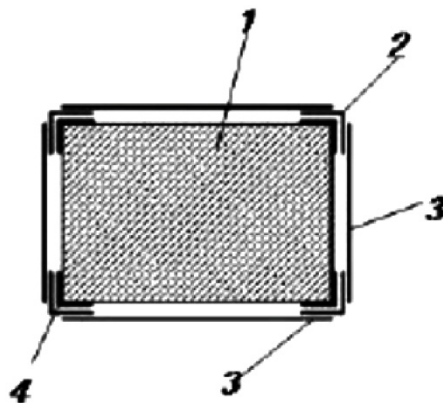


Рисунок 5 – Металлическая обойма в виде стальных поперечных соединительных планок и продольных уголков, с нанесенной на внутреннюю поверхность уголка обмазкой из цементно-песчаного раствора с добавлением жидкого стекла:
1 – железобетонная колонна, 2 – продольные стальные уголки,
3 – поперечные соединительные планки,
4 – обмазка из цементно-песчаного раствора с добавлением жидкого стекла

Таким образом, существующие на сегодняшний день традиционные методы усиления сжатой железобетонной колонны являются дорогостоящими и достаточно трудоёмкими, свойства некоторых применяемых материалов не соответствуют требованиям по прочности и долговечности. Поэтому возникла необходимость в разработке нового метода усиления колонн, в котором будут устранены недостатки. Одним из таких методов является метод усиления обоймами с использованием адгезионной обмазки из жидкого стекла, который применяется при реконструкции зданий и сооружений.

Литература

1. Гроздов В.Т. Усиление строительных конструкций при реставрации зданий и сооружений. – СПб., 2005. – 114 с.
2. Корнеев В.И., Данилов В.В. Жидкое и растворимое стекло. – СПб. : Стройиздат, 1996. – 109 с.
3. Бадьин Г.М., Сычев С.А. Современные технологии строительства и реконструкции зданий. – СПб. : БХВ-Петербург, 2013. – 85 с.
4. Усиление строительных конструкций [Электронный ресурс]. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (дата обращения: 13.08.2020).
5. Теряник В.В. Рекомендации по усилению сжатых железобетонных конструкций обоймами. – М., 2001. – 12 с. – ВНИИЦ, № 72200100012.
6. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Кривенкова Т.В. Особенности усиления строительных конструкций композитными полимерными материалами в условиях высоких и низких температур // Перспективы науки. – 2019. – № 5 (116). – С. 64–69.
7. Леонова А.Н., Бибииков Б.С. Современные методы усиления горизонтальных несущих конструкций углеволокном // В сборнике: Девелопмент и инновации в строительстве. Сборник материалов III Международной научно-практической конференции. – 2020. – С. 16–21.
8. Дворная З.Л., Леонова А.Н. Достоинства и недостатки различных методов усиления железобетонных колонн // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 287–289.
9. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов // В сборнике: Девелопмент и инновации в строительстве. Сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.
10. Одолевская А.А., Леонова А.Н. Строительные материалы будущего // В сборнике: Проектирование и строительство автономных, энергоэффективных зданий. Сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 142–147.
11. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами // В сборнике: Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.

References

1. Grozdov V.T. Strengthening of building structures in the restoration of buildings and structures. – SPb., 2005. – 114 p.
2. Korneev V.I., Danilov V.V. The liquid and soluble glass. – SPb. : Stroyizdat, 1996. – 109 p.
3. Badjin G.M., Sychev S.A. Modern technologies of construction and reconstruction of buildings. – SPb. : BHV-Peterburg, 2013. – 85 p.
4. Strengthening of building structures [Electronic resource]. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (date of reference: 13.08.2020).
5. Teryanik V.V. Recommendations on Strengthening of Compressed Reinforced Concrete Structures by Cladding. – M., 2001. – 12 p. – Russian Academy of Sciences, № 72200100012.
6. Leonova A.N., Sofyanikov O.D., Krivenkova T.V. Features of strengthening of building structures by composite polymeric materials in conditions of high and low temperatures // Perspectives of Science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.
7. Leonova A.N., Bibikov B.S. Modern methods of strengthening horizontal bearing structures with carbon fiber // In the collection: Development and innovations in construction. Materials of the III International Scientific-Practical Conference. – 2020. – P. 16–21.
8. Dvornaya Z.L., Leonova A.N. Dignity and disadvantages of various methods of strengthening reinforced concrete columns // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 2. – P. 287–289.
9. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in spatially reinforced composites and their influence on the properties of materials // In the collection: Development and innovation in construction. Collection of articles of the International scientific and practical congress. – 2018. – P. 132–136.
10. Odоеvskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future // In the collection: Design and construction of autonomous, energy-efficient buildings. Collection of articles of the International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.
11. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern ways of strengthening building structures carbon composite materials // In the collection: Actual issues of urban construction, architecture and design in the resort regions. Materials of the Second All-Russian Scientific and Practical Conference. – 2015. – P. 75–79.

УДК 62

**АССИМЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО МАКСИМАЛЬНОМУ ЗНАЧЕНИЮ ТОКА
И ПО ВТОРОЙ И ЧЕТВЕРТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ СКОРОСТИ**



**ASYMMETRIC OPTIMUM PERFORMANCE DIAGRAM OF MOVEMENT
OF ELECTRIC DRIVES EXECUTIVE AUTHORITY DC WITH ELASTIC SHAFTING
WITH RESTRICTIONS ON THE MAXIMUM CURRENT VALUE
AND THE SECOND AND FOURTH DERIVATIVE OF THE SPEED**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Асланова Диана Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлина Владислава Анатольевна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры
информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Разработана асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока и по второй и четвёртой производным скорости.

Предложен алгоритм для определения параметров асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока и по второй и четвёртой производным скорости.

Ключевые слова: Оптимальная по быстродействию диаграмма, исполнительный орган, электропривод постоянного тока с упругим валопроводом.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Aslanova Diana Alexandrovna

Student,
Kuban State Technological University

Murlina Vladislava Anatolievna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Information Systems and Programming,
Kuban State Technological University

Annotation. An asymmetric speed-optimal motion diagram of the DC actuator with elastic shaft train with restrictions on the maximum value of current and on the second and fourth derivatives of velocity has been developed.

An algorithm for determining the parameters of asymmetric speed-optimal diagram of DC actuator movement with elastic shaft drive with restrictions on the maximum value of current and the second and fourth derivatives of speed is proposed.

Keywords: Optimal speed diagram, actuator, DC electric drive with elastic shaft train.

В данной работе для исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разрабатывается асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения с ограничениями по максимальному значению тока и по второй и четвёртой производным скорости.

На рисунке 1 представлена асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока и по второй и четвёртой производным скорости.

Для данной диаграммы справедливы следующие уравнения:

$$\begin{aligned}\omega_{\max}^{(3)} &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1; \\ \omega_{\text{доп}}^{(2)} &= \omega_{\max}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ \omega_{\max}^{(1)} &= \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2); \\ \omega_{\min}^{(1)} &= -\omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_4); \\ \omega_{\max} &= \omega_{\max}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3); \\ \omega_{\max} &= -\omega_{\min}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_4) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_4) \cdot (4t_1 + t_4) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (8t_1^2 + 6t_1t_4 + t_4^2); \\ (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) &= \omega_{\max} \cdot (8t_1 + t_2 + \frac{1}{2}t_3 + t_4); \\ C_M \cdot I_{\text{доп}} &= M_{\text{со}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(1)}; \\ T_{\text{ц}} &= 16t_1 + 2t_2 + t_3 + 2t_4,\end{aligned}$$

где $\omega_{\max}^{(4)}$ – максимальное значение четвертой производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$;

$\omega_{\max}^{(3)}$ – максимальное значение третьей производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$;

$\omega_{\text{доп}}^{(2)}$ – допустимое значение второй производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$;

$\omega_{\max}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;

$\omega_{\min}^{(1)}$ – минимальное значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;

$\omega_{\text{доп}}$ – допустимое значение скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;

$\varphi_{\text{кон}}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

t_1 – длительность первого, второго, четвертого, пятого, седьмого, восьмого, десятого, двенадцатого, четырнадцатого, пятнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцатого этапов, с;

$2t_1$ – длительность одиннадцатого этапа, с;

t_2 – длительность третьего, девятого этапов, с;

t_3 – длительность шестого этапа, с;

t_4 – длительность тринадцатого, восемнадцатого этапов, с;

$T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с;

C_M – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В · с;

$I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А;

$M_{\text{со}}$ – момент сопротивления электропривода, Н · м;

J_1 – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг · м²;

J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м².

Из уравнений следует, что для параметров диаграммы справедливы зависимости:

$$\omega_{\max}^{(1)} = \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2};$$

$$t_1 = \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}};$$

$$t_2 = \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}};$$

$$\begin{aligned}
 & T_4^4 + 2 \cdot \left[6t_1 + \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} \right] \cdot t_4^3 + \left[52t_1^2 + \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} \cdot (24t_1 + t_2) \right] \cdot t_4^2 + \\
 & + 2 \cdot \left[48t_1^2 + \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} \cdot (44t_1 + 3t_2) \right] \cdot t_1 t_4 + \\
 & + 2 \cdot \left[32t_1^4 + 4 \cdot \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} \cdot (12t_1 + t_2) \cdot t_1^2 - \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} \cdot \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} \right] = 0; \\
 & t_3 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(1)}} \cdot (8t_1^2 + 6t_1 t_4 + t_4^2) - (4t_1 + t_2).
 \end{aligned}$$

Если $t_3 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.2}}$.

$$\omega_{\max} = \omega_{\max}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2) \cdot (4t_1 + t_2);$$

$$\omega_{\max} = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_4) \cdot (4t_1 + t_4).$$

При этом: $t_2 = t_4$, тогда:

$$\varphi_{\text{гр.2}} = 2 \cdot \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2} \cdot \left[\frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}} \right]^2.$$

Если $\omega_{\max} = \omega_{\text{доп}}$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.3}}$.

$$\omega_{\text{доп}} = \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2} \cdot \left[\frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}} + t_3 \right];$$

$$t_3 = \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} - \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}.$$

$$\omega_{\text{доп}} = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (8t_1^2 + 6t_1 t_4 + t_4^2);$$

$$t_4^2 + 6t_1 t_4 + 8t_1^2 - \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} = 0;$$

$$t_4 = \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + t_1^2} - 3t_1;$$

$$t_4 = \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}} - 3 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}};$$

$$\varphi_{\text{гр.3}} = \omega_{\text{доп}} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}} \right].$$

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом, имеющий следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; R_{\text{я}} = 5 \text{ Ом}; L_{\text{я}} = 0,1 \text{ Гн}; J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; C_y = 4 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; U_{\text{доп}} = 250 \text{ В}; I_{\text{доп}} = 8 \text{ А}; \omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$$

$$\omega_{\text{доп}}^{(1)} = 100 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{доп}}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}; M_{\text{со}} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}; \varphi_{\text{нач}} = 0 \text{ рад}.$$

Граничные значения для асимметричной оптимальной диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному току и второй и четвертой производным скорости:

при $\omega_{\max}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$ $\varphi_{\text{гр.2}} = 24,5$ и $\varphi_{\text{гр.3}} = 265,5086203$ рад ;
 при $\omega_{\max}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$ $\varphi_{\text{гр.2}} = 18$ и $\varphi_{\text{гр.3}} = 257,2719112$ рад .

В работе выполнен первый численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при $\omega_{\max}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$ приведены в таблице 1.

Таблица 1

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \text{рад}$	$t_3, \text{с}$	$t_4, \text{с}$	$T_{\text{ц}}, \text{с}$	$\omega_{\max}, \frac{\text{рад}}{\text{с}}$	$\omega_{\min}^{(1)}, \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$
24,5	0	0,15	1,4	35	-100
39,12	0,13	0,2	1,63	48	-120
59,22	0,28	0,25	1,88	63	-140
86	0,45	0,3	2,15	80	-160
120,78	0,64	0,35	2,44	99	-180
165	0,85	0,4	2,75	120	-200
220,22	1,08	0,45	3,08	143	-220
265,5086203	1,25	0,484428877	3,318857754	160	-233,7715508

В работе выполнен второй численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при $\omega_{\max}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$ приведены в таблице 2.

Таблица 2

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \text{рад}$	$t_3, \text{с}$	$t_4, \text{с}$	$T_{\text{ц}}, \text{с}$	$\omega_{\max}, \frac{\text{рад}}{\text{с}}$	$\omega_{\min}^{(1)}, \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$
18	0	0,2	1,2	30	-100
29,82	0,12	0,25	1,42	42	-120
46,48	0,26	0,3	1,66	56	-140
69,12	0,42	0,35	1,92	72	-160
99	0,6	0,4	2,2	90	-180
137,5	0,8	0,45	2,5	110	-200
186,12	1,02	0,5	2,82	132	-220
246,48	1,26	0,55	3,16	156	-240
257,2719112	1,3	0,557949445	3,21589889	160	-243,179778

На рисунке 2 приведены зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости.

Выводы

Для электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа с ограничениями по максимальному току и второй и четвертой производным скорости.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному току и второй и четвертой производным скорости.

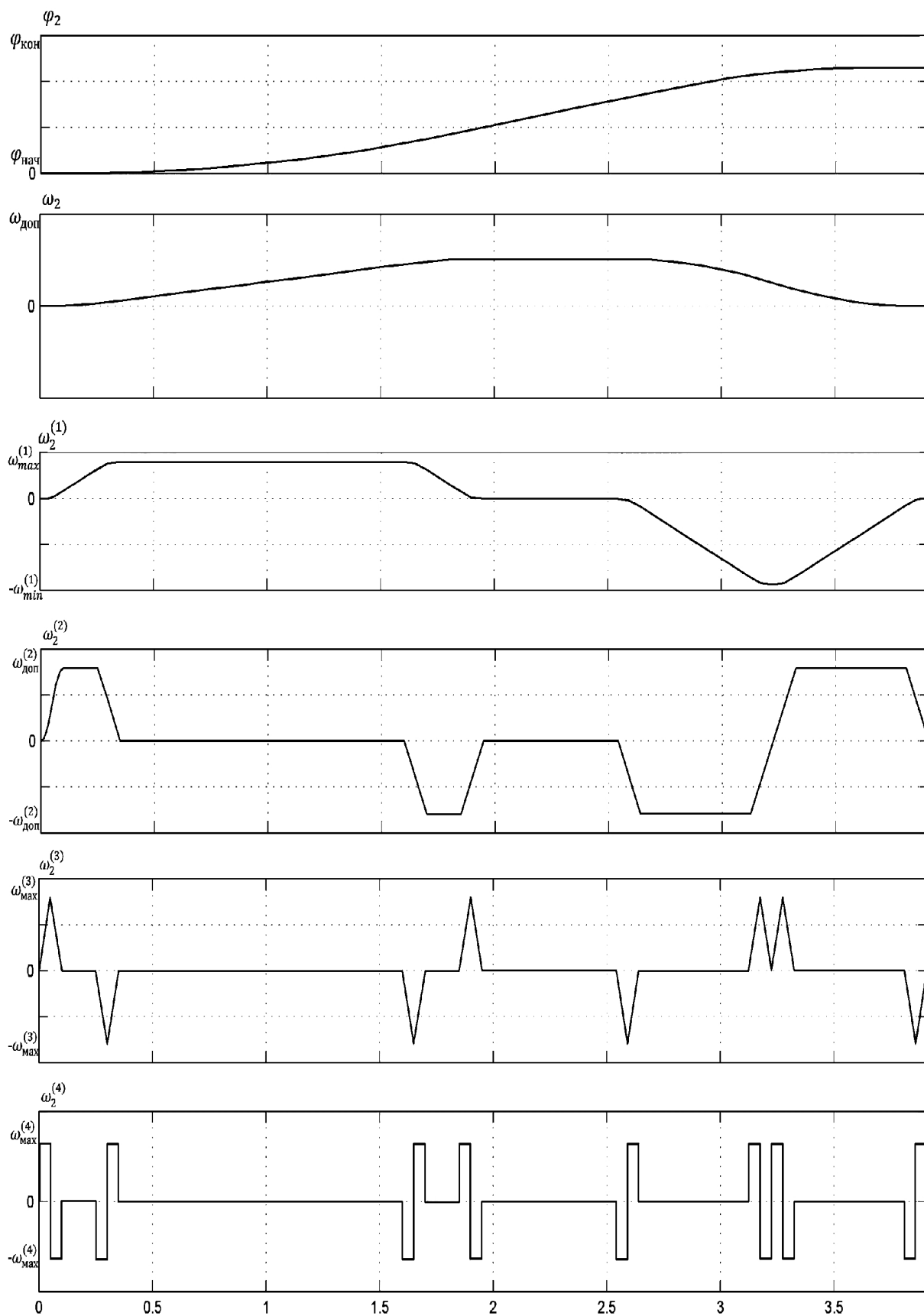


Рисунок 1 – Асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока и по второй и четвёртой производным скорости

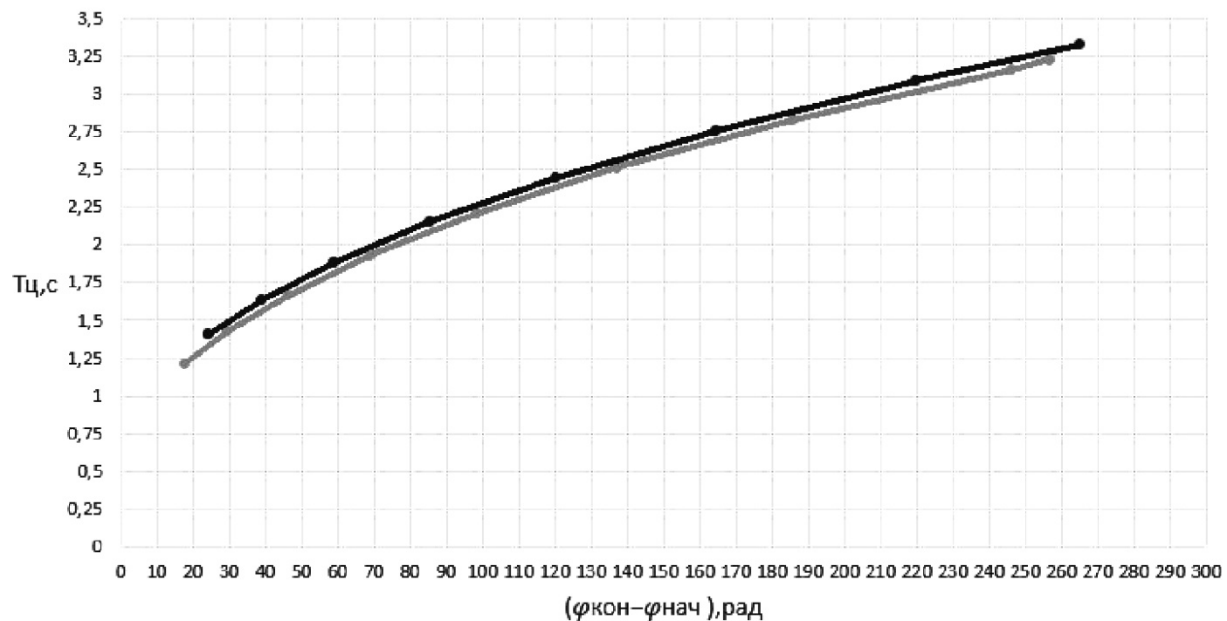


Рисунок 2 – Зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости

УДК 62

**АССИМЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА
ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА
ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО МАКСИМАЛЬНОМУ ТОКУ,
СКОРОСТИ И ЕЕ ВТОРОЙ И ЧЕТВЕРТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ**



**ASYMMETRIC OPTIMAL-SPEED DIAGRAM OF THE MOVEMENT
OF THE EXECUTIVE BODY OF A DC ELECTRIC DRIVE WITH AN ELASTIC
SHAFT LINE WITH RESTRICTIONS ON THE MAXIMUM CURRENT,
SPEED, AND ITS SECOND AND FOURTH DERIVATIVES**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Асланова Диана Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлина Владислава Анатольевна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Разработана асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному току, скорости и ее второй и четвертой производным.

Предложен алгоритм для определения параметров асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному току, скорости и ее второй и четвертой производным.

Ключевые слова: Оптимальная по быстродействию диаграмма, исполнительный орган, электропривод постоянного тока с упругим валопроводом.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university

Aslanova Diana Alexandrovna

Student,
Kuban state technological university

Murlina Vladislava Anatolievna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the department
of information systems and programming,
Kuban state technological University

Annotation. An asymmetric speed-optimal motion diagram of the DC actuator with elastic shaft train with limitations on the maximum current, velocity and its second and fourth derivatives has been developed.

An algorithm for determining the parameters of asymmetric speed-optimal motion diagram of the actuator of DC electric drive with elastic shaft train with restrictions on the maximum current, speed and its second and fourth derivatives is proposed.

Keywords: Optimal speed diagram, actuator, DC electric drive with elastic shaft train.

В данной работе для исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разрабатывается асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения с ограничениями по максимальному току, скорости и ее второй и четвертой производным.

На рисунке 1 представлена асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному току, скорости и ее второй и четвертой производным.

Для данной диаграммы справедливы следующие уравнения:

$$\omega_{\max}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1;$$
$$\omega_{\text{доп}}^{(2)} = \omega_{\max}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\begin{aligned}\omega_{\max}^{(1)} &= \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2); \\ \omega_{\min}^{(1)} &= -\omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_5); \\ \omega_{\text{доп}} &= \omega_{\max}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3); \\ \omega_{\text{доп}} &= -\omega_{\min}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_5) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_5) \cdot (4t_1 + t_5) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (8t_1^2 + 6t_1t_5 + t_5^2); \\ (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) &= \omega_{\text{доп}} \cdot (8t_1 + t_2 + \frac{1}{2}t_3 + t_4 + t_5); \\ C_M \cdot I_{\text{доп}} &= M_{\text{со}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(1)}; \\ T_{\text{ц}} &= 16t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4 + 2t_5,\end{aligned}$$

где $\omega_{\max}^{(4)}$ – максимальное значение четвертой производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}$,
 $\omega_{\max}^{(3)}$ – максимальное значение третьей производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}$,
 $\omega_{\text{доп}}^{(2)}$ – допустимое значение второй производной скорости при разгоне, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}$,
 $\omega_{\max}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$,
 $\omega_{\min}^{(1)}$ – минимальное значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$,
 ω_{\max} – максимальное значение скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$,
 $\varphi_{\text{кон}}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;
 $\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;
 t_1 – длительность первого, второго, четвертого, пятого, седьмого, восьмого, десятого, одиннадцатого, тринадцатого, четырнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, восемнадцатого, девятнадцатого, двадцать первого, двадцать второго этапов, с;
 t_2 – длительность третьего, девятого этапов, с;
 t_3 – длительность шестого этапа с;
 t_4 – длительность двенадцатого этапа, с;
 t_5 – длительность пятнадцатого, двадцатого этапов, с;
 $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с;
 C_M – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В · с;
 $I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А;
 $M_{\text{со}}$ – момент сопротивления электропривода, Н · м;
 J_1 – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг · м²;
 J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м².

Из уравнений следует, что для параметров диаграммы справедливы зависимости:

$$\begin{aligned}t_1 &= \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}; \\ \omega_{\max}^{(1)} &= \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2}; \\ t_2 &= \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}; \\ t_3 &= \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} - \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}};\end{aligned}$$

$$t_5 = \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} - 3 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

$$t_4 = \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} - \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

$$T_{\text{ц}} = \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} + \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}.$$

Если $t_4 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.3}}$.

$$\varphi_{\text{гр.3}} = \omega_{\text{доп}} \cdot \left[\sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} \right].$$

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом, имеющий следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; R_{\text{я}} = 5 \text{ Ом}; L_{\text{я}} = 0,1 \text{ Гн}; J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; C_y = 4 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; U_{\text{доп}} = 250 \text{ В}; I_{\text{доп}} = 8 \text{ А}; \omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$$

$$\omega_{\text{доп}}^{(1)} = 100 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{доп}}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}; M_{\text{со}} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}; \varphi_{\text{нач}} = 0 \text{ рад}.$$

Граничные значения для асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока, скорости и ее второй и четвертой производным:

$$\text{при } \omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5} \quad \varphi_{\text{гр.3}} = 265,5086203 \text{ рад};$$

$$\text{при } \omega_{\text{max}}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5} \quad \varphi_{\text{гр.3}} = 257,2719112 \text{ рад}.$$

В работе выполнен первый численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$ приведены в таблице 1.

Таблица 1

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}),$ рад	$t_1,$ с	$t_2,$ с	$t_3,$ с	$t_4,$ с	$t_5,$ с	$T_{\text{ц}},$ с	$\omega_{\text{max}}^{(1)},$ $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$	$\omega_{\text{max}}^{(3)},$ $\frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$	$\omega_{\text{min}}^{(1)},$ $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$
360	0,05	0,15	1,25	0,590571123	0,484428877	3,909428877	100	8000	-233,7715508
265,5086203	0,05	0,15	1,25	0	0,484428877	3,318857754	100	8000	-233,7715508

В работе выполнен второй численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$ приведены в таблице 2.

Таблица 2

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}),$ рад	$t_1,$ с	$t_2,$ с	$t_3,$ с	$t_4,$ с	$t_5,$ с	$T_{\text{ц}},$ с	$\frac{\omega_{\text{max}}^{(1)}}{\text{рад}} \frac{1}{\text{с}^2}$	$\frac{\omega_{\text{max}}^{(3)}}{\text{рад}} \frac{1}{\text{с}^4}$	$\frac{\omega_{\text{min}}^{(1)}}{\text{рад}} \frac{1}{\text{с}^2}$
360	0,025	0,2	1,3	0,642050555	0,557949445	3,857949445	100	16000	-243,179778
257,2719112	0,025	0,2	1,3	0	0,557959445	3,21589889	100	16000	-243,179778

На рисунке 2 приведены зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости.

Выводы

Для электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа с ограничениями по максимальному значению тока, скорости и её второй и четвертой производным.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока, скорости и её второй и четвертой производным.

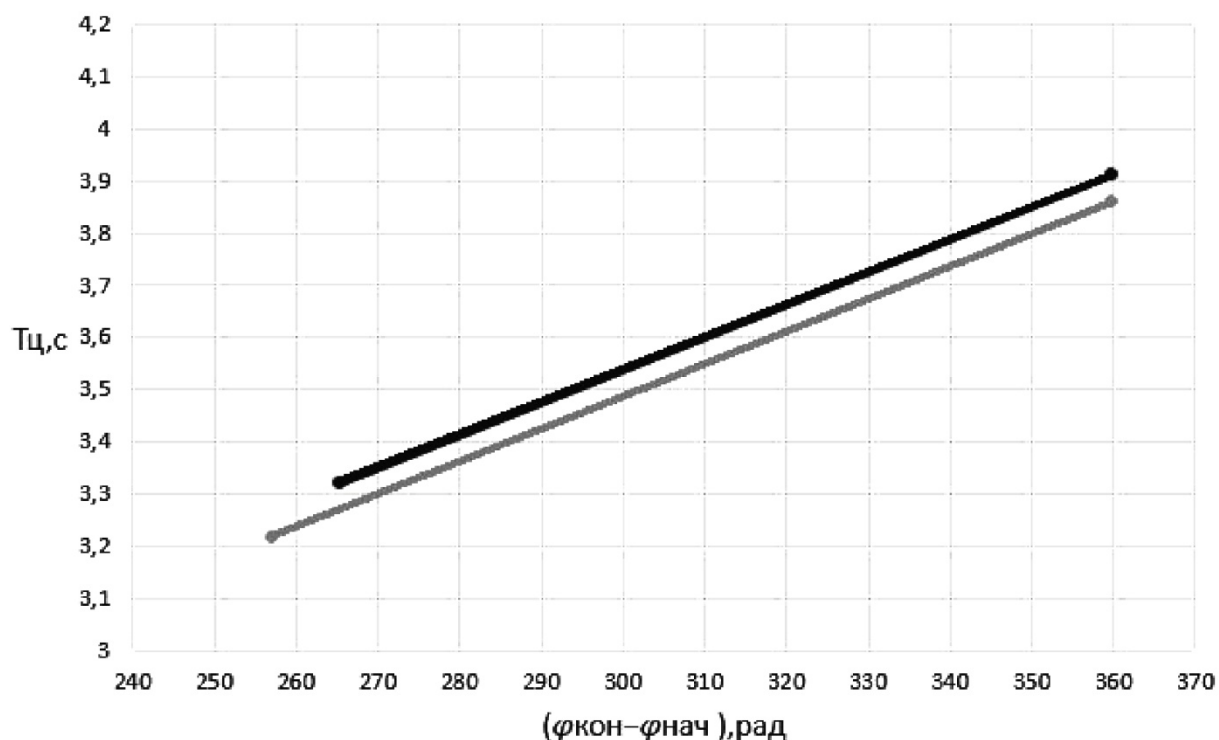


Рисунок 2 – Зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости.

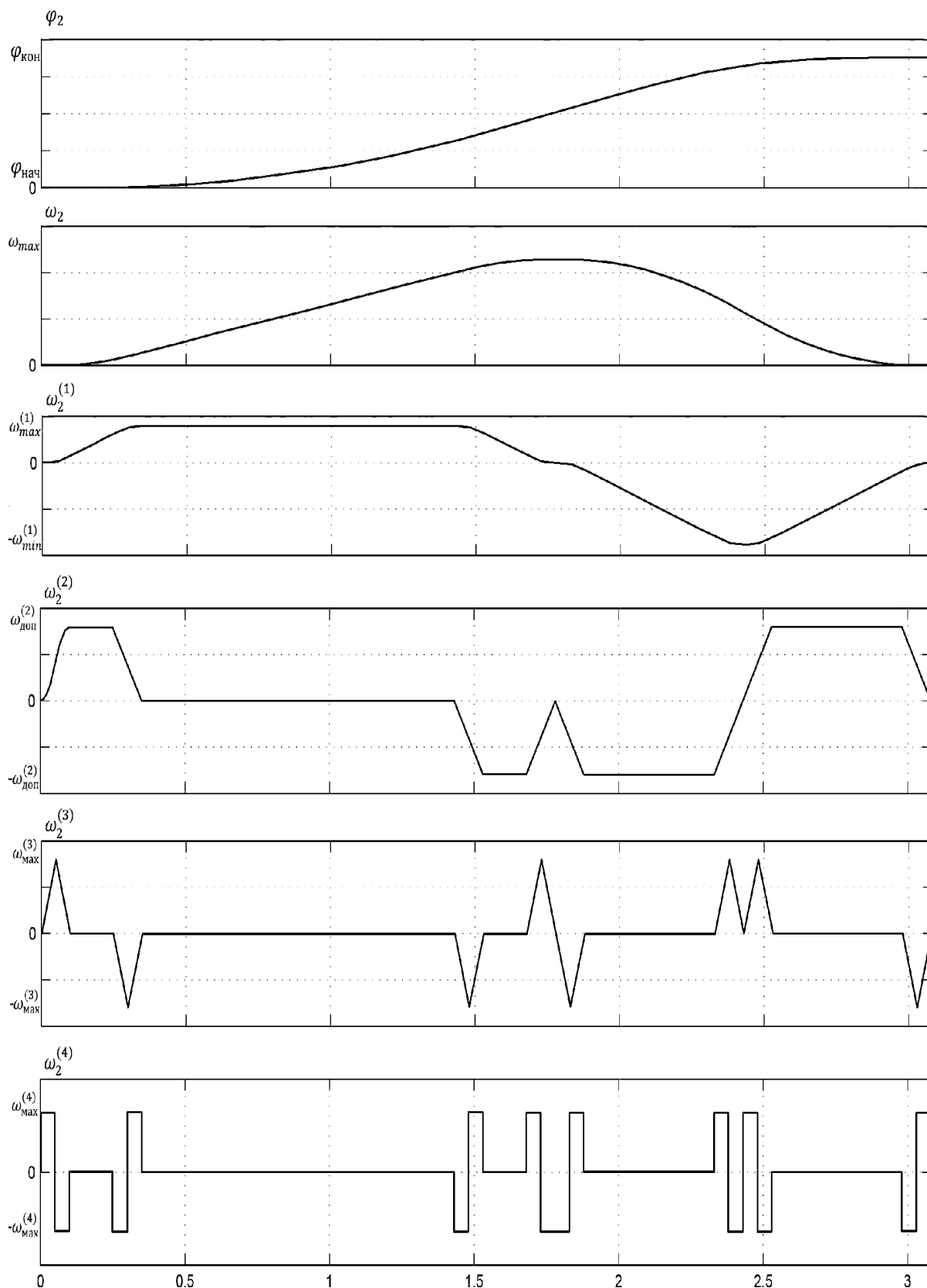


Рисунок 1 – Асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по максимальному значению тока, скорости и её второй и четвёртой производным.

УДК 62

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА
ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА
ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ СКОРОСТИ ПО ЕЕ ПЕРВОЙ,
ВТОРОЙ И ЧЕТВЁРТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ**



**SYMMETRIC OPTIMAL SPEED DIAGRAM OF THE MOVEMENT
OF THE EXECUTIVE BODY OF A DC ELECTRIC DRIVE
WITH AN ELASTIC SHAFT LINE WITH SPEED RESTRICTIONS AND ITS FIRST,
SECOND AND FOURTH DERIVATIVES**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Асланова Диана Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлина Владислава Анатольевна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры
информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвёртой производным.

Предложен алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвёртой производным.

Ключевые слова: Оптимальная по быстродействию диаграмма, исполнительный орган, электропривод постоянного тока с упругим валопроводом.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university

Aslanova Diana Alexandrovna

Student,
Kuban state technological university

Murlina Vladislava Anatolievna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the department
of information systems and programming,
Kuban state technological University

Annotation. The symmetric speed-optimal motion diagram of the DC actuator with elastic shaft train with speed limitations and its first, second and fourth derivatives has been developed.

An algorithm for determining the parameters of the symmetric speed-optimal motion diagram of the actuator of DC electric drive with elastic shaft train with speed limitations and its first, second and fourth derivatives is proposed.

Keywords: optimum speed diagram, executive body, DC drive with elastic shaft line.

В данной работе для исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разрабатывается симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвёртой производным.

На рисунке 1 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвёртой производным.

Для данной диаграммы справедливы следующие уравнения:

$$\omega_{\max}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1;$$

$$\begin{aligned}\omega_{\text{доп}}^{(2)} &= \omega_{\text{max}}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ \omega_{\text{доп}}^{(1)} &= \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2); \\ \omega_{\text{доп}} &= \omega_{\text{доп}}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3); \\ (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) &= \omega_{\text{доп}} \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4); \\ T_{\text{ц}} &= 16t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4; \\ C_{\text{м}} \cdot I_{\text{доп}} &= M_{\text{со}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(1)},\end{aligned}$$

где $\omega_{\text{max}}^{(4)}$ – максимальное значение четвертой производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}$;
 $\omega_{\text{max}}^{(3)}$ – максимальное значение третьей производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}$;
 $\omega_{\text{доп}}^{(2)}$ – допустимое значение второй производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}$;
 $\omega_{\text{доп}}^{(1)}$ – допустимое значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$;
 $\omega_{\text{доп}}$ – допустимое значение скорости, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$;
 $\varphi_{\text{кон}}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;
 $\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;
 t_1 – длительность первого, второго, четвертого, пятого, седьмого, восьмого, десятого, одиннадцатого, тринадцатого, четырнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцатого, двадцать второго, двадцать третьего этапов, с;
 t_2 – длительность третьего, девятого, пятнадцатого, двадцать первого этапов, с;
 t_3 – длительность шестого, восемнадцатого этапов, с;
 t_4 – длительность двенадцатого этапа, с;
 $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.
 $C_{\text{м}}$ – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В · с;
 $I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А;
 $M_{\text{со}}$ – момент сопротивления электропривода, Н · м;
 J_1 – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг · м²;
 J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м².

Из уравнений следует, что для параметров диаграммы справедливы зависимости:

$$\begin{aligned}t_1 &= \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}; \\ t_2 &= \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}; \\ t_3 &= \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}; \\ t_4 &= \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} - \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}; \\ T_{\text{ц}} &= \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} + \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}.\end{aligned}$$

Если $t_4 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.3}}$;

$$\varphi_{гр.3} = \omega_{доп} \cdot \left[\frac{\omega_{доп}}{\omega_{доп}^{(1)}} + \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{доп}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{доп}^{(2)}}{\omega_{доп}^{(4)}}} \right].$$

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом, имеющий следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{В \cdot с}{рад}; C_M = 1,25 В \cdot с; R_{я} = 5 \text{ Ом}; L_{я} = 0,1 \text{ Гн}; J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; C_y = 4 \frac{Н \cdot м}{рад}; U_{доп} = 250 \text{ В}; I_{доп} = 8 \text{ А}; \omega_{доп} = 160 \frac{рад}{с};$$

$$\omega_{доп}^{(1)} = 100 \frac{рад}{с^2}; \omega_{доп}^{(2)} = 400 \frac{рад}{с^3}; \omega_{доп}^{(4)} = 160000 \frac{рад}{с^5}; M_{CO} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}; \varphi_{нач} = 0 \text{ рад}.$$

Граничные значения для симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвертой производным:

$$\text{при } \omega_{max}^{(4)} = 160000 \frac{рад}{с^5} \quad \varphi_{гр.3} = 312 \text{ рад};$$

$$\text{при } \omega_{max}^{(4)} = 640000 \frac{рад}{с^5} \quad \varphi_{гр.3} = 304 \text{ рад}.$$

В работе выполнен первый численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при $\omega_{max}^{(4)} = 160000 \frac{рад}{с^5}$ приведены в таблице 1.

Таблица 1

$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}),$ рад	$t_1, с$	$t_2, с$	$t_3, с$	$t_4, с$	$T_{ц}, с$	$\omega_{max}^{(3)},$ $\frac{рад}{с^4}$
360	0,05	0,15	1,25	0,3	4,2	8000
312	0,05	0,15	1,25	0	3,9	8000

В работе выполнен второй численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при $\omega_{max}^{(4)} = 640000 \frac{рад}{с^5}$ приведены в таблице 2.

Таблица 2

$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}),$ рад	$t_1, с$	$t_2, с$	$t_3, с$	$t_4, с$	$T_{ц}, с$	$\omega_{max}^{(3)},$ $\frac{рад}{с^4}$
360	0,025	0,2	1,3	0,35	4,15	160000
304	0,025	0,2	1,3	0	3,8	160000

На рисунке 2 приведены зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости.

Выводы

Для электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвертой производным.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвертой производным.

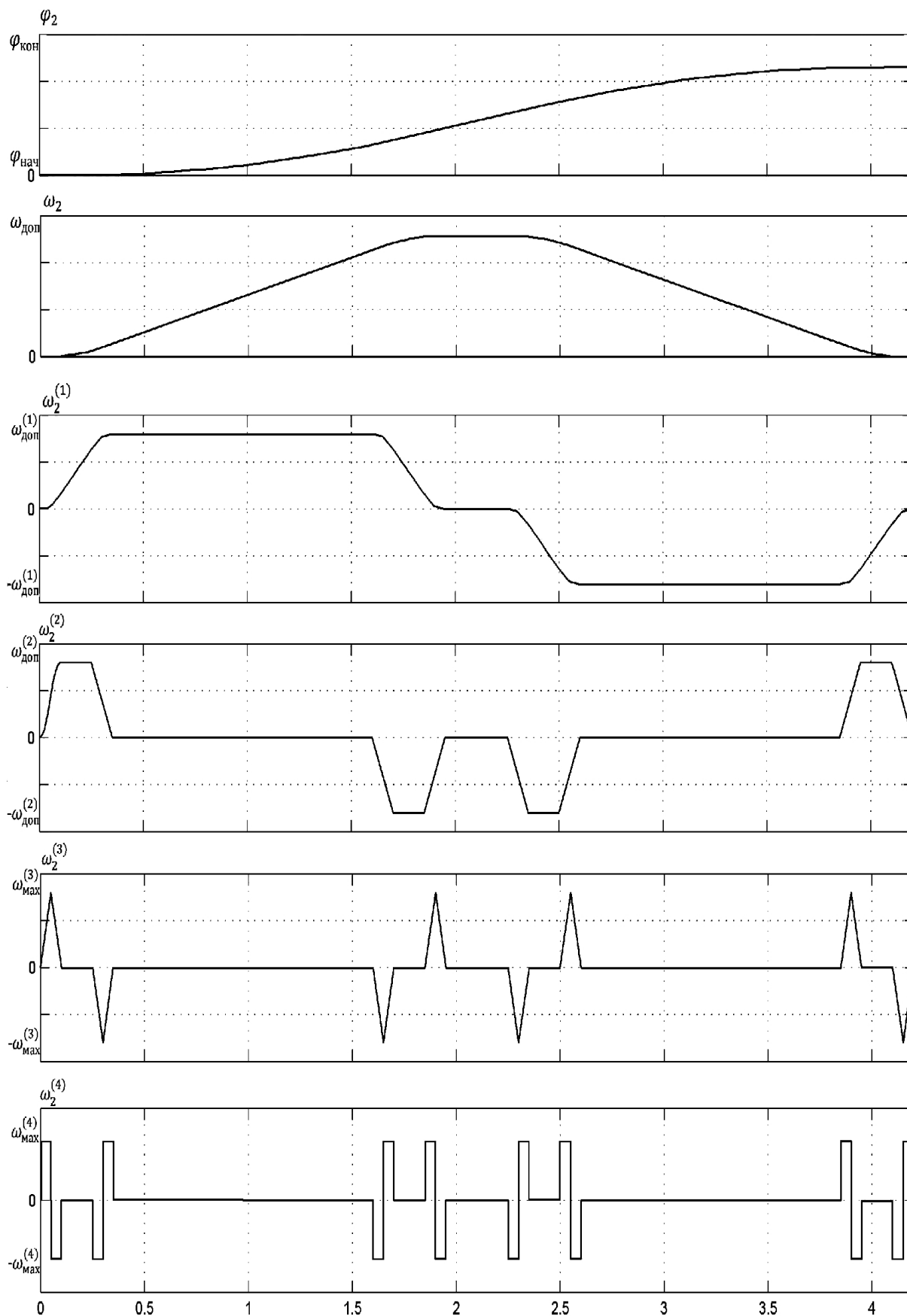


Рисунок 1 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и по ее первой, второй и четвертой производным

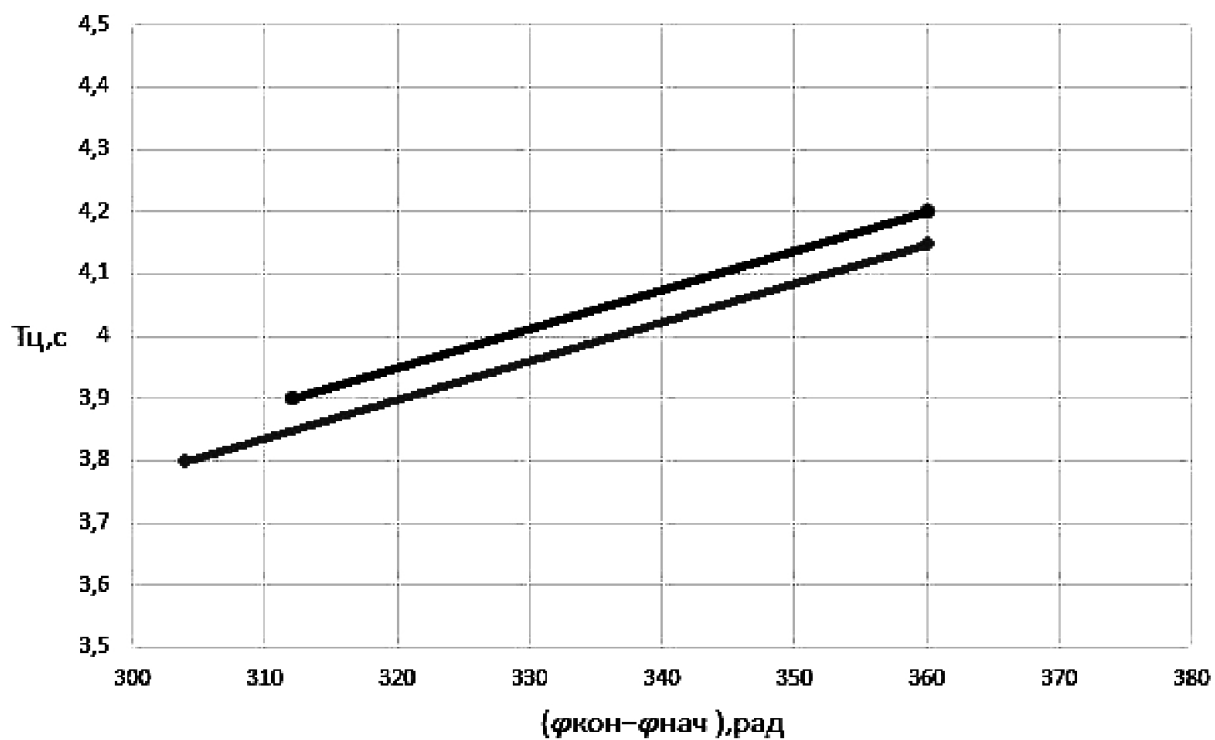


Рисунок 2 – Зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости

УДК 62

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ КОНТРОЛИРУЕМЫХ КООРДИНАТ
ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА
С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ ОТ ВРЕМЕНИ ПРИ РАЗГОНЕ



INVESTIGATION OF THE DEPENDENCES OF THE CONTROLLED
COORDINATES OF A DC ELECTRIC DRIVE
WITH AN ELASTIC SHAFT LINE ON TIME DURING ACCELERATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Зарудний Владимир Юрьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В работе определены аналитические зависимости контролируемых координат электропривода постоянного тока с упругим валопроводом от времени при отработке оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения его исполнительного органа с ограничениями скорости и её первой, второй и четвертых производных, состоящей из двадцати трех этапов. В данной работе рассматриваются первые одиннадцать этапов диаграммы при разгоне исполнительного органа механизма. Установлены зависимости значений максимального тока и максимального напряжения от максимального значения четвертой производной угловой скорости механизма при движении электропривода с максимальным быстродействием.

Ключевые слова: электропривод постоянного тока, упругий валопровод, аналитические зависимости контролируемых координат.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university

Zarudny Vladimir Yurievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The paper defines the analytical dependences of the controlled coordinates of a dc electric drive with an elastic shaft line on time when working out the optimal speed diagram of the movement of its executive body with speed limits and its first, second and fourth derivatives, consisting of twenty-three stages. In this paper, we consider the first eleven stages of the diagram when overlocking the executive body of the mechanism. The dependences of maximum current and maximum voltage from the maximum value of the fourth derivative of the angular velocity of the mechanism during the movement of the actuator with maximum speed.

Keywords: DC electric drive, elastic shaft line, analytical dependences of controlled coordinates.

При разработке оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа электропривода возникает одна специфическая задача – как определить значение старшей производной угловой скорости механизма? Для решения этой задачи необходимо:

– определить аналитические зависимости тока и напряжения от времени при отработке оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа механизма;

– установить зависимости значений максимального тока и максимального напряжения от максимального значения старшей производной угловой скорости механизма при разгоне электропривода с максимальным быстродействием.

Разгон электропривода состоит из одиннадцати этапов. Четвертая производная скорости механизма $\omega_2^{(4)}$ на этапах первом, пятом, восьмом и десятом принимает максимальное значение $\omega_{\text{Max}}^{(4)}$; на этапах втором, четвертом, седьмом и одиннадцатом принимает максимальное значение со знаком «минус» $\omega_{\text{Max}}^{(4)}$; на этапах третьем, шестом и девятом равна нулю. Длительность первого, второго, четвертого, пятого, седьмого, восьмого, десятого и одиннадцатого этапов равна t_1 ; длительность третьего и девятого этапов равна t_2 ; длительность шестого этапа равна t_3 .

Третья производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(3)}$ в моменте времени $t = t_1$ и $t = (7t_1 + 2t_2 + t_3)$ достигает максимального значения $\omega_{\max}^{(3)}$; в моменты времени $(3t_1 + t_2)$ и $(5t_1 + t_2 + t_3)$ достигает максимального значения со знаком «минус» $\omega_{\max}^{(3)}$. Вторая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(2)}$ на третьем этапе равна максимально возможному (допустимому) значению $\omega_{\text{доп}}^{(2)}$; на девятом этапе равна максимально возможному (допустимому) значению со знаком «минус» $\omega_{\text{доп}}^{(2)}$, на шестом этапе равна нулю. Первая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(1)}$ на шестом этапе равна максимально возможному (допустимому) значению $\omega_{\text{доп}}^{(1)}$. Угловая скорость механизма ω_2 увеличивается от нуля до максимально возможного (допустимого) значения $\omega_{\text{доп}}$. Угол поворота механизма φ_2 увеличивается от нуля до максимального значения угла поворота механизма при разгоне $\varphi_{\text{разг}}$.

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t;$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^3;$$

$$\omega_2(t) = \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^4;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^5;$$

$$M_y(t) = M_{\text{со}} + \frac{1}{6} J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^3;$$

$$M_1^{(1)}(t) = \frac{1}{2} J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^2;$$

$$M_1^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot t;$$

$$M_1^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\varphi_1(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1}{120} t^5 + \frac{1}{6} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot t^3 \right) + \frac{M_{\text{со}}}{C_y};$$

$$\omega_1(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1}{24} t^4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot t^2 \right);$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1}{6} t^3 + \frac{J_2}{C_y} \cdot t \right);$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1}{2} t^2 + \frac{J_2}{C_y} \right);$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} + \frac{1}{6} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^3 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t \right];$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right];$$

$$U(t) = C_e \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1}{24} t^4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot t^2 \right) + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} + \frac{1}{6} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^3 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t \right] +$$

$$+ \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right],$$

где U – напряжение, приложенное к якорной цепи электропривода, В;
 $I_{\text{Я}}$ – ток якорной цепи электропривода, А;
 ω_1 – угловая скорость якоря двигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
 φ_1 – угол поворота якоря двигателя, рад;
 M_y – упругий момент (момент в валопроводе), Н · м;
 M_{CO} – момент сопротивления электропривода, Н · м;
 C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС двигателя, $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$;
 C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом двигателя, В · с;
 $R_{\text{Я}}$ – сопротивление якорной цепи электропривода, Ом;
 $L_{\text{Я}}$ – индуктивность якорной цепи электропривода, Гн;
 J_1 – момент инерции якоря двигателя, кг · м²;
 J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м²;
 C_y – жесткость валопровода, $\frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}$.

Этап 2. В интервале времени $t_1 \leq t \leq 2t_1$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 - \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - t_1);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - t_1)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - t_1)^3;$$

$$\omega_2(t) = \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^4 + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{4} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - t_1)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1)^3 - \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - t_1)^4;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^5 + \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^4 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{12} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - t_1)^2 + \frac{1}{12} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - t_1)^3 +$$

$$+ \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1)^4 - \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - t_1)^5;$$

$$\begin{aligned}
 M_y(t) &= M_{co} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - t_1)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - t_1)^3 \right]; \\
 M_y^{(1)}(t) &= J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \cdot (t - t_1)^2 \right]; \\
 M_y^{(2)}(t) &= J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - t_1)]; \\
 M_y^{(3)}(t) &= -J_2 \omega_{\max}^{(4)}; \\
 \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^4 \cdot \left[\frac{1}{120} t_1^5 + \frac{1}{24} t_1^4 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{12} t_1^3 \cdot (t - t_1)^2 + \frac{1}{12} t_1^2 \cdot (t - t_1)^3 + \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - t_1)^4 - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{120} \cdot (t - t_1)^5 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^4 \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - t_1)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - t_1)^3 \right] + \frac{M_{CO}}{C_y}; \\
 \omega_1(t) &= \omega_{\max}^4 \cdot \left[\frac{1}{24} t_1^4 + \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - t_1)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - t_1)^3 - \frac{1}{24} \cdot (t - t_1)^4 \right] + \\
 &\quad + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^4 \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot t_1^2 + t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \cdot (t - t_1)^2 \right]; \\
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^4 \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - t_1)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - t_1)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^4 \cdot [t_1 - (t - t_1)]; \\
 \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^4 \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \cdot (t - t_1)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^4; \\
 I_{Я}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{co} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - t_1)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - t_1)^3 \right] + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - t_1)] \right\}; \\
 I_{Я}^{(1)}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \cdot (t - t_1)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\}; \\
 U(t) &= C_e \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{24} t_1^4 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - t_1)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - t_1)^3 - \frac{1}{24} \cdot (t - t_1)^4 \right] + \\
 &\quad + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \cdot (t - t_1)^2 \right] + \\
 &\quad + \frac{R_{Я}}{C_M} \cdot \left\{ M_{co} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - t_1)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - t_1)^3 \right] + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - t_1)] \right\} + \frac{L_{Я}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - t_1) - \frac{1}{2} \cdot (t - t_1)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Этап 3. В интервале времени $2t_1 \leq t \leq (2t_1 + t_2)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = 0;$$

$$\begin{aligned} \omega_2^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ \omega_2^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 + \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1); \\ \omega_2(t) &= \frac{7}{12} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^4 + \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 2t_1) + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1)^2; \\ \varphi_2(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{4} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^5 + \frac{7}{12} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^4 \cdot (t - 2t_1) + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 2t_1)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1)^3; \\ M_y(t) &= M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 2t_1)]; \\ M_y^{(1)}(t) &= J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ M_y^{(2)}(t) &= 0; \\ M_y^{(3)}(t) &= 0; \\ \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{4} t_1^5 + \frac{7}{12} t_1^4 \cdot (t - 2t_1) + \frac{1}{2} t_1^3 \cdot (t - 2t_1)^2 + \frac{1}{6} t_1^2 \cdot (t - 2t_1)^3 \right] + \\ &\quad + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 2t_1)] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \\ \omega_1(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 \cdot (t - 2t_1) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 2t_1)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 2t_1)]; \\ \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 2t_1)] \right\}; \\ I_{\text{Я}}^{(1)}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ U(t) &= C_e \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 \cdot (t - 2t_1) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 2t_1)^2 \right] + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \\ &\quad + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 2t_1)] \right\} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2. \end{aligned}$$

Этап 4. В интервале времени $(2t_1 + t_2) \leq t \leq (3t_1 + t_2)$:

$$\begin{aligned} \omega_2^{(4)}(t) &= -\omega_{\max}^{(4)}; \\ \omega_2^{(3)}(t) &= -\omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2); \\ \omega_2^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 - \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2; \\ \omega_2^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2) - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \omega_2(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 2t_1 - t_2) + \\
 &\quad + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 - \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^4; \\
 \varphi_2(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1}{4} t_1^5 + \frac{7}{12} t_1^4 t_2 + \frac{1}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 \right) + \\
 &\quad + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 2t_1 - t_2) + \\
 &\quad + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 - \\
 &\quad - \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^5; \\
 M_y(t) &= M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 \right]; \\
 M_y^{(1)}(t) &= J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 \right]; \\
 M_y^{(2)}(t) &= -J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2); \\
 M_y^{(1)}(t) &= -J_2 \omega_{\max}^{(4)}; \\
 \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{1}{4} t_1^5 + \frac{7}{12} t_1^4 t_2 + \frac{1}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 \right) + \left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 2t_1 - t_2) + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{2} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{6} t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 - \frac{1}{120} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^5 \right] + \\
 &\quad + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \\
 \omega_1(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 2t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^4 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 \right]; \\
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2); \\
 \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)}; \\
 I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 \right] - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2) \right\};
 \end{aligned}$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_Y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right\};$$

$$U(t) = C_e \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 2t_1 - t_2) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 - \right. \\ \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^4 \right] + C_e \cdot \frac{J_2}{C_Y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 \right] + \\ + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 2t_1 - t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^3 \right] - \right. \\ \left. - \frac{J_1 J_2}{C_Y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 2t_1 - t_2) \right\} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 2t_1 - t_2)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_Y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right\}.$$

Этап 5. В интервале времени $(3t_1 + t_2) \leq t \leq (4t_1 + t_2)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = -\omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 3t_1 - t_2);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 - \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2) - \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \\ + \frac{1}{6} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \\ + \frac{1}{4} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 + \frac{1}{24} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^4;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{179}{120} t_1^5 + \frac{25}{12} t_1^4 t_2 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 \right) + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \\ + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{12} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 - \\ - \frac{1}{24} \omega_{\text{max}}^{(3)} \cdot t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^4 + \frac{1}{120} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^5;$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 3t_1 - t_2)];$$

$$M_y^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{179}{120} t_1^5 + \frac{25}{12} t_1^4 t_2 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 \right) + \left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \right. \\ & + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{12} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 \\ & \left. - \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^4 + \frac{1}{120} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^5 \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \right. \\ & + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 - \frac{1}{6} \cdot t \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^4 \left. \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 \right]; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1^{(1)}(t) = & \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 3t_1 - t_2)]; \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Я}}(t) = & \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 3t_1 - t_2)] \right\}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right\};$$

$$\begin{aligned}
 U(t) = & C_e \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 - \right. \\
 & \left. - \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^4 \right] + \\
 & + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 \right] + \\
 & + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 3t_1 - t_2) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 + \right. \right. \\
 & \left. \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 3t_1 - t_2)] \right\} + \\
 & + \frac{L_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 3t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \cdot (t - 3t_1 - t_2)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Этап 6. В интервале времени $(4t_1 + t_2) \leq t \leq (4t_1 + t_2 + t_3)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2);$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2);$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_2(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{9}{2} t_1^5 + \frac{55}{12} t_1^4 t_2 + \frac{3}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 \cdot t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 4t_1 - t_2) + \\
 & + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2)^2;
 \end{aligned}$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2);$$

$$M_y^{(1)}(t) = 0;$$

$$M_y^{(2)}(t) = 0;$$

$$M_y^{(3)}(t) = 0;$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^4 \cdot \left[\left(\frac{9}{2} t_1^5 + \frac{55}{12} t_1^4 t_2 + \frac{3}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 \right) + \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 4t_1 - t_2) + \right. \\
 & \left. + \frac{1}{2} (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^4 \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y};
 \end{aligned}$$

$$\omega_1(t) = \omega_{\max}^4 \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2) \right];$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = \omega_{\max}^4 \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2);$$

$$\omega_1^{(2)}(t)=0;$$

$$I_{\text{Я}}(t)=\frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \right];$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t)=0;$$

$$U(t)=C_e \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) + (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2) \right] + \\ + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \right].$$

Этап 7. В интервале времени $(4t_1 + t_2 + t_3) \leq t \leq (5t_1 + t_2 + t_3)$:

$$\omega_2^{(4)}(t)=-\omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t)=-\omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3);$$

$$\omega_2^{(2)}(t)=-\frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t)=\omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) - \frac{1}{6} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^3;$$

$$\omega_2(t)=\omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) - \\ - \frac{1}{24} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^4;$$

$$\varphi_2(t)=\varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{9}{2} t_1^5 + \frac{55}{22} t_1^4 t_2 + \frac{3}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 + 4t_1^4 t_3 + 3t_1^3 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \\ + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) + \\ + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{120} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^5;$$

$$M_y(t)=M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[(2t_1^3 + t_1^2 t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t)=-\frac{1}{2} \cdot J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2;$$

$$M_y^{(2)}(t)=-J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3);$$

$$M_y^{(3)}(t)=-J_2 \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(\tau\tau)=\frac{1}{C_M} \cdot \left[-\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\mu\alpha\xi}^{(4)} \cdot (\tau - 4\tau_1 - \tau_2 - \tau_3)^2 - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\mu\alpha\xi}^{(4)} \right];$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{9}{2} t_1^5 + \frac{55}{12} t_1^4 t_2 + \frac{3}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 + 4t_1^4 t_3 + 3t_1^3 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ \left. + \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) + \right. \\ \left. + \frac{1}{2} \cdot (2t_1^3 + 2t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{120} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^5 \right] + \\ + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[(2t_1^3 + t_1^2 t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) - \right. \\ \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^4 \right] - \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2; \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[(2t_1^3 + t_1^2 t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3);$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = -\frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[(2t_1^3 + t_1^2 t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) \right\};$$

$$\begin{aligned} U(t) = C_e \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + (2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) - \right. \\ \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^4 \right] - \frac{1}{2} C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2 + \\ + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[(2t_1^3 + t_1^2 t_2) - \frac{1}{6} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] - \right. \\ \left. - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3) \right\} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[-\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 4t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right]. \end{aligned}$$

Этап 8. В интервале времени $(5t_1 + t_2 + t_3) \leq t \leq (6t_1 + t_2 + t_3)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = -\omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 - \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2;$$

$$\begin{aligned} \omega_2^{(1)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 + \\ + \frac{1}{6} \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3; \end{aligned}$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{4} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 + \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^4;$$

$$\begin{aligned} \varphi_2(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{1139}{120} t_1^5 + \frac{97}{12} t_1^4 t_2 + 2t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 + 6t_1^4 t_3 + 4t_1^3 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \\ & + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \\ & + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{12} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 - \\ & - \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^4 + \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^5; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_y(t) = & M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 + \right. \\ & \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 \right]; \end{aligned}$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 5t_1 - t_2 - t_3)];$$

$$M_y^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{1139}{120} t_1^5 + \frac{97}{12} t_1^4 t_2 + 2t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 + 6t_1^4 t_3 + 4t_1^3 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & + \left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \\ & + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{12} \cdot t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 - \\ & - \frac{1}{24} \cdot t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^4 + \frac{1}{120} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^5 \left. \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right. \\ & \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \right. \\ & - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^4 \left. \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right]; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 \cdot t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 5t_1 - t_2 - t_3)]; \\
 \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)}; \\
 I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) \right] - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 \right\} + \\
 &\quad \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 5t_1 - t_2 - t_3)] \right\}; \\
 I_{\text{Я}}^{(1)}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\}; \\
 U(t) &= C_e \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^4 \right] + \\
 &\quad + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] + \\
 &\quad + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) \right] - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^3 \right\} + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 5t_1 - t_2 - t_3)] \right\} + \\
 &\quad + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t - 5t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Этап 9. В интервале времени $(6t_1 + t_2 + t_3) \leq t \leq (6t_1 + 2t_2 + t_3)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) - \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 (t - 6t_1 - t_2 - t_3);;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^2;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{65}{4} t_1^5 + \frac{151}{12} t_1^4 t_2 + \frac{5}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 + 8t_1^4 t_3 + 5t_1^3 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^3;$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = -J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;;$$

$$M_y^{(2)}(t) = 0;;$$

$$M_y^{(3)}(t) = 0;;$$

$$\varphi_1(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{65}{4} t_1^5 + \frac{151}{12} t_1^4 t_2 + \frac{5}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{6} t_1^2 t_2^3 + 8t_1^4 t_3 + 5t_1^3 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y};$$

$$\omega_1(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) \right];$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = -\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) \right] \right\};$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = -\frac{1}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\begin{aligned}
 U(t) = & C_e \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) - \right. \\
 & \left. - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] - C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \\
 & + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[(t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - t_2 - t_3) \right] \right\} - \frac{L_{\text{я}}}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2.
 \end{aligned}$$

Этап 10. В интервале времени $(6t_1 + 2t_2 + t_3) \leq t \leq (7t_1 + 2t_2 + t_3)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 - \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3;$$

$$\begin{aligned}
 \omega_2(t) = & \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) - \\
 & - \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^4;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_2(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{65}{4} t_1^5 + 20t_1^4 t_2 + 8t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 8t_1^4 t_3 + 7t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \\
 & + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \\
 & + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 + \\
 & + \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^5;
 \end{aligned}$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{6} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3);$$

$$M_y^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{6} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3);$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{65}{4} t_1^5 + 20 t_1^4 t_2 + 8 t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 8 t_1^4 t_3 + 7 t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & \left. + \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6 t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2} t_1^3 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} \cdot t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 + \frac{1}{120} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^5 \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{6} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6 t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + t_1^3 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) - \right. \\ & \left. - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{24} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^4 \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right]; \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Я}}(t) = & \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{6} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \right. \\ & \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) \right\}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right\};$$

$$\begin{aligned} U(t) = & C_e \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6 t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + t_1^3 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) - \right. \\ & \left. - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{24} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^4 \right] + \\ & + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] + \\ & + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 - t_1^2 \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{6} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \right. \\ & \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3) \right\} + \\ & + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 6t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right\}. \end{aligned}$$

Этап 11. В интервале времени $(7t_1 + 2t_2 + t_3) \leq t \leq (8t_1 + 2t_2 + t_3)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 - \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\frac{1}{2}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2}\omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = \frac{1}{6}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 - \frac{1}{2}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{2}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 -$$

$$-\frac{1}{6}\omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{191}{24}t_1^4 + 6t_1^3t_2 + t_1^2t_2^2 + 2t_1^3t_3 + t_1^2t_2t_3 \right) + \frac{1}{6}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) -$$

$$-\frac{1}{4}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{6}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 -$$

$$-\frac{1}{24}\omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^4;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{2881}{120}t_1^5 + 26t_1^4t_2 + 9t_1^3t_2^2 + t_1^2t_2^3 + 10t_1^4t_3 + 8t_1^3t_2t_3 + \frac{3}{2}t_1^2t_2^2t_3 + t_1^3t_2^2 + \frac{1}{2}t_1^2t_2t_3^2 \right) +$$

$$+ \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{191}{24}t_1^4 + 6t_1^3t_2 + t_1^2t_2^2 + 2t_1^3t_3 + t_1^2t_2t_3 \right) \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) +$$

$$+ \frac{1}{12}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{12}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 +$$

$$+ \frac{1}{24}\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^4 - \frac{1}{120}\omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^5;$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2\omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6}t_1^3 - \frac{1}{2}t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{2}t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \right.$$

$$\left. - \frac{1}{6} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2\omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2}t_1^2 + t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2\omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)];$$

$$M_y^{(3)}(t) = -J_2\omega_{\max}^{(4)};$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2}t_1^2 + t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\};$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2}t_1^2 + t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{2881}{120} t_1^5 + 26t_1^4 t_2 + 9t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 10t_1^4 t_3 + 8t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\
 &\quad + \left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \\
 &\quad + \frac{1}{12} t_1^3 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{12} \cdot t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 + \\
 &\quad \left. + \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^4 - \frac{1}{120} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^5 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \\
 &\quad \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \\
 \omega_1(t) &= \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \right. \\
 &\quad - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 - \\
 &\quad \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^4 \right] + \\
 &\quad + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right]; \\
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{6} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)]; \\
 I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - \frac{1}{6} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)] \right\}; \\
 U(t) &= C_e \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) + \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \right. \\
 &\quad - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 - \\
 &\quad \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^4 \right] + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \\
 &\quad \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] + \\
 &\quad + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 - \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - \frac{1}{6} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)] \right\} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \\
 &\quad \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3) - \frac{1}{2} \cdot (t - 7t_1 - 2t_2 - t_3)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма в конце первого этапа равна $\omega_{21}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1$.

Вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма в конце второго этапа равна $\omega_{22}^{(2)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2$.

Первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма в конце пятого этапа равна $\omega_{25}^{(1)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2)$.

Угловая скорость исполнительного органа механизма в конце одиннадцатого этапа равна $\omega_{211} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3)$.

Угол поворота исполнительного органа механизма в конце одиннадцатого этапа равен:

$$\varphi_{211} = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(32t_1^5 + 32t_1^4 t_2 + 10t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 12t_1^4 t_3 + 9t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right).$$

Ток якорной цепи электропривода в конце пятого этапа равен

$$I_{Я5} = \frac{1}{C_M} \cdot [M_{CO} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2)].$$

Так как $\omega_{21}^{(3)} = \omega_{\max}^{(3)}$, то $\omega_{\max}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1$.

Так как $\omega_{22}^{(2)} = \omega_{\text{доп}}^{(2)}$, то $\omega_{\text{доп}}^{(2)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2$.

Так как $\omega_{25}^{(1)} = \omega_{\text{доп}}^{(1)}$, то $\omega_{\text{доп}}^{(1)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2)$.

Так как $\omega_{211} = \omega_{\text{доп}}$, то $\omega_{\text{доп}} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) = \omega_{\text{доп}}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3)$.

Так как $(\varphi_{211} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{разг}}$, то

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{разг}} &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(32t_1^5 + 32t_1^4 t_2 + 10t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 12t_1^4 t_3 + 9t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) = \\ &= \omega_{\text{доп}} \cdot \left(4t_1 + t_2 + \frac{1}{2} t_3 \right). \end{aligned}$$

Так как $I_{Я5} = I_{\text{доп}}$, то $C_M \cdot I_{\text{доп}} = M_{CO} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2)$, или $C_M \cdot I_{\text{доп}} = M_{CO} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(1)}$.

Таким образом, для оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа механизма справедливы зависимости:

$$\begin{aligned} t_1 &= \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}; \quad t_2 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}; \quad t_3 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}; \\ t_{\text{разг}} &= \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}; \quad \omega_{\max}^{(3)} = \sqrt{\omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot \omega_{\max}^{(4)}}; \quad \varphi_{\text{разг}} = \frac{1}{2} \omega_{\text{доп}} \cdot t_{\text{разг}}. \end{aligned}$$

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом имеющий следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; \quad C_M = 1,25 \text{В} \cdot \text{с}; \quad R_{Я} = 50 \text{Ом}; \quad L_{Я} = 0,1 \text{Гн}; \quad J_1 = 0,025 \text{кг} \cdot \text{м}^2; \quad J_2 = 0,025 \text{кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$C_y = 4 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; \quad U_{\text{доп}} = 250 \text{В}; \quad I_{\text{доп}} = 8 \text{А}; \quad \omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}; \quad \omega_{\text{доп}}^{(1)} = 100 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \quad \omega_{\text{доп}}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3};$$

$$M_{CO} = 5 \text{Н} \cdot \text{м}.$$

Если $\varphi_{\text{нач}} = 0 \text{ рад}$ и $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,05 \text{ с}; t_2 = 0,15 \text{ с}; t_3 = 0,25 \text{ с};$
 $t_{\text{разг}} = 1,95 \text{ с}; \omega_{\text{max}}^{(3)} = 8000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^4}; \varphi_{\text{разг}} = 156 \text{ рад}.$

В конце десятого этапа угловая скорость якоря двигателя, ток и напряжение имеют следующие значения:

$$\omega_{110} = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$I_{\text{я}10} = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} + \frac{1}{6} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^3 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \right];$$

$$U_{10} = C_e \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{2} C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 +$$

$$+ \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} + \frac{1}{6} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^3 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1 \right] + \frac{L_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left[-\frac{1}{2} (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{max}}^{(4)} \right].$$

В работе выполнен численный эксперимент с целью определения зависимостей $I_{\text{я}10} = f_1[\omega_{\text{max}}^{(4)}]$ и $U_{10} = f_2[\omega_{\text{max}}^{(4)}]$.

Следует иметь в виду, что значения токов в конце первого этапа и в конце десятого этапа равны.

Приведем результаты численного эксперимента.

Если $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,05 \text{ с}; t_2 = 0,15 \text{ с}; t_3 = 1,25 \text{ с}; t_{\text{разг}} = 1,95 \text{ с};$
 $\varphi_{\text{разг}} = 156 \text{ рад}; \omega_{110} = 158 \frac{17 \text{ рад}}{24 \text{ с}}; I_{\text{я}1} = I_{\text{я}10} = 5 \frac{2}{15} \cdot \text{А}; U_{10} = 225 \frac{121}{480} \cdot \text{В}.$

Если $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 250000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,04 \text{ с}; t_2 = 0,17 \text{ с}; t_3 = 1,27 \text{ с}; t_{\text{разг}} = 1,93 \text{ с};$
 $\varphi_{\text{разг}} = 154,4 \text{ рад}; \omega_{110} = 158 \frac{217 \text{ рад}}{300 \text{ с}}; I_{\text{я}1} = I_{\text{я}10} = 5 \frac{107}{300}; U_{10} = 227 \frac{41}{80} \cdot \text{В}.$

Если $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,025 \text{ с}; t_2 = 0,2 \text{ с}; t_3 = 1,3 \text{ с}; t_{\text{разг}} = 1,95 \text{ с};$
 $\varphi_{\text{разг}} = 152 \text{ рад}; \omega_{110} = 158 \frac{71 \text{ рад}}{96 \text{ с}}; I_{\text{я}1} = I_{\text{я}10} = 6 \frac{1}{15} \cdot \text{А}; U_{10} = 235 \frac{613}{640} \cdot \text{В}.$

Если $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 1000000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,02 \text{ с}; t_2 = 0,21 \text{ с}; t_3 = 1,31 \text{ с}; t_{\text{разг}} = 1,89 \text{ с};$
 $\varphi_{\text{разг}} = 151,2 \text{ рад}; \omega_{110} = 158 \frac{223 \text{ рад}}{300 \text{ с}}; I_{\text{я}1} = I_{\text{я}10} = 6 \frac{83}{150} \cdot \text{А}; U_{10} = 242 \frac{43}{48} \cdot \text{В}.$

Если $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 1391694,347 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,016953449 \text{ с}; t_2 = 0,216093102 \text{ с};$
 $t_3 = 1,316093102 \text{ с}; t_{\text{разг}} = 1,883906898 \text{ с}; \varphi_{\text{разг}} = 151,7125518 \text{ рад}; \omega_{110} = 158,7452097 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$
 $I_{\text{я}1} = I_{\text{я}10} = 6,994461589 \cdot \text{А}; U_{10} = 250 \cdot \text{В}.$

Если $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 1562500 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,016 \text{ с}; t_2 = 0,218 \text{ с}; t_3 = 1,318 \text{ с}; t_{\text{разг}} = 1,882 \text{ с};$
 $\varphi_{\text{разг}} = 150,56 \text{ рад}; \omega_{110} = 158 \frac{5593 \text{ рад}}{7500 \text{ с}}; I_{\text{я}1} = I_{\text{я}10} = 7 \frac{503}{3000} \cdot \text{А}; U_{10} = 253 \frac{7}{4000} \cdot \text{В}.$

Если $\omega_{\max}^{(4)} = 2517152,529 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,012605939\text{с}$; $t_2 = 0,224788122\text{с}$;
 $t_3 = 1,324788122\text{с}$; $t_{\text{разг}} = 1,875211878\text{с}$; $\varphi_{\text{разг}} = 150,0169502 \text{ рад}$; $\omega_{110} = 158,7473515 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
 $I_{Я1} = I_{Я10} \approx 8 \cdot \text{А}$; $U_{10} = 269,098596 \cdot \text{В}$.

Если $\omega_{\max}^{(4)} = 2560000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$, то $t_1 = 0,0125\text{с}$; $t_2 = 0,225\text{с}$; $t_3 = 1,325\text{с}$;
 $t_{\text{разг}} = 1,875\text{с}$; $\varphi_{\text{разг}} = 150 \text{ рад}$; $\omega_{110} = 158 \frac{287 \text{ рад}}{384 \text{ с}}$; $I_{Я1} = I_{Я10} \approx 8 \frac{1}{30} \cdot \text{А}$; $U_{10} = 269 \frac{6151}{7680} \cdot \text{В}$.

На рисунке 1 построена зависимость $I_{Я10} = f_1[\omega_{\max}^{(4)}]$, а на рисунке 2 построена зависимость $U_{10} = f_2[\omega_{\max}^{(4)}]$.

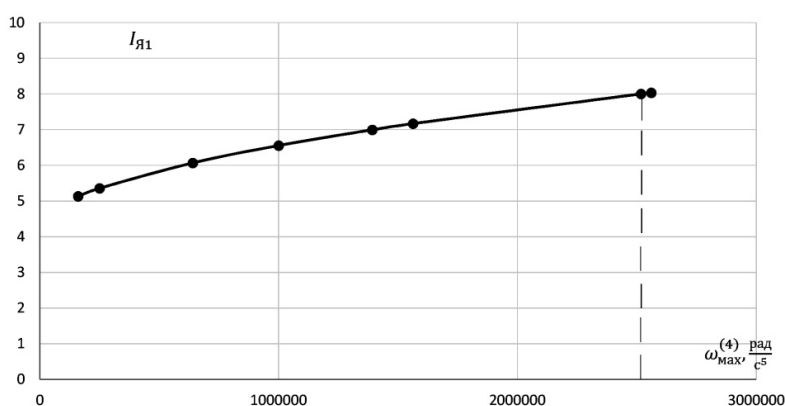


Рисунок 1 – Зависимость значений токов в конце первого и десятого этапов от максимального значения четвертой производной угловой скорости при отработке оптимальной по быстрдействию диаграммы перемещения исполнительного органа механизма $I_{Я10} = f_1[\omega_{\max}^{(4)}]$

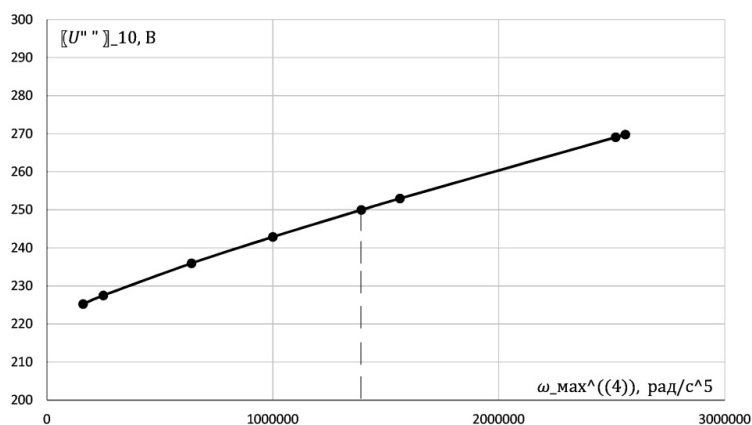


Рисунок 2 – Зависимость значения напряжения в конце десятого этапа от максимального значения четвертой производной угловой скорости при отработке оптимальной по быстрдействию диаграммы перемещения исполнительного органа механизма $U_{10} = f_2[\omega_{\max}^{(4)}]$

Полученные зависимости позволяют выбирать значение четвертой производной угловой скорости механизма с пониманием сути протекающих процессов в электроприводе.

УДК 62

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ КОНТРОЛИРУЕМЫХ КООРДИНАТ
ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА
С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ ОТ ВРЕМЕНИ ПРИ ТОРМОЖЕНИИ**



**INVESTIGATION OF THE DEPENDENCES OF THE CONTROLLED
COORDINATES OF A DC ELECTRIC DRIVE
WITH AN ELASTIC SHAFT LINE ON TIME DURING BRAKING**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Зарудный Владимир Юрьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Zarudny Vladimir Yurievich

Student,
Kuban State Technological University

Аннотация. В работе рассматриваются последние одиннадцать этапов при торможении электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при движении его исполнительного органа в соответствии с оптимальной по быстродействию диаграммой перемещения. При торможении от максимально допустимой угловой скорости до нуля имеются ограничения по первой, второй и четвертой производным скорости исполнительного органа механизма. Определена зависимость длительности цикла (с учетом разгона, установившегося движения и торможения) от максимального значения четвертой производной угловой скорости механизма.

Ключевые слова: аналитические зависимости контролируемых координат, электропривод постоянного тока с упругим валопроводом.

Annotation. The paper considers the last eleven stages when braking a DC electric drive with an elastic shaft line when moving its executive body in accordance with the optimal speed diagram of movement. When braking from the maximum permissible angular velocity to zero, there are restrictions on the first, second and fourth derivatives of the speed of the executive body of the mechanism. The dependence of the cycle duration (taking into account acceleration, steady motion and braking) on the maximum value of the fourth derivative of the angular velocity of the mechanism is determined.

Keywords: analytical dependences of controlled coordinates, DC electric drive with elastic shaft line.

Оптимальное по быстродействию перемещение исполнительного органа механизма электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при ограничениях по скорости и её первой, второй и четвертой производных осуществляется за двадцать три этапа: одиннадцать этапов разгона; установившееся движение; одиннадцать этапов торможения.

В данной работе рассматриваются одиннадцать этапов при торможении электропривода.

Четвертая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(4)}$ на этапах четырнадцатом, шестнадцатом, девятнадцатом и двадцать третьем принимает максимальное значение $\omega_{\max}^{(4)}$; на этапах тринадцатом, семнадцатом, двадцатом и двадцать втором принимает максимальное значение со знаком «минус» $\omega_{\max}^{(4)}$; на этапах пятнадцатом, восемнадцатом и двадцать первом равна нулю. Длительность тринадцатого, четырнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцатого, двадцать второго и двадцать третьего этапов равна t_1 ; длительность пятнадцатого и двадцать первого этапов равна t_2 ; длительность восемнадцатого этапа равна t_3 . Третья производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(3)}$ в моменте времени $t = (3t_1 + t_2)$ и $t = (5t_1 + t_2 + t_3)$ дос-

стигает максимального значения $\omega_{\text{MAX}}^{(3)}$; в моменты времени $t = t_1$ и $t = (7t_1 + 2t_2 + t_3)$ достигает максимального значения со знаком «минус» $\omega_{\text{MAX}}^{(3)}$. Вторая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(2)}$ на двадцать первом этапе равна максимально возможному (допустимому) значению $\omega_{\text{ДОП}}^{(2)}$; на пятнадцатом этапе равна максимально возможному (допустимому) значению со знаком «минус» $\omega_{\text{ДОП}}^{(2)}$; на восемнадцатом этапе равна нулю. Первая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(1)}$ на восемнадцатом этапе равна максимально возможному (допустимому) значению со знаком «минус» $\omega_{\text{ДОП}}^{(1)}$. Угловая скорость механизма ω_2 уменьшается от максимально возможного (допустимого) значения $\omega_{\text{ДОП}}$ до нуля. Угол поворота механизма φ_2 увеличивается до конечного значения угла поворота механизма $\varphi_{\text{КОН}}$.

Этап 13. В интервале времени $(8t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (9t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) - \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4;$$

$$\begin{aligned} \varphi_2(t) = \varphi_{\text{НАЧ}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(32t_1^5 + 32t_1^4 t_2 + 10t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 12t_1^4 t_3 + 9t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ \left. + (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \\ \cdot (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{120} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^5; \end{aligned}$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} - \frac{1}{6} J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3;$$

$$M_y^{(1)}(t) = -\frac{1}{2} J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$M_y^{(2)}(t) = -J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4);$$

$$M_y^{(3)}(t) = -J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = \varphi_{\text{НАЧ}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(32t_1^5 + 32t_1^4 t_2 + 10t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 12t_1^4 t_3 + 9t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ \left. + (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 + \right. \\ \left. + (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{120} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^5 \right] - \\ - \frac{1}{6} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\omega_1(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{24} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4 \right] - \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = -\frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4);$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = -\frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)};$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} - \frac{1}{6} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right];$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = -\frac{1}{C_M} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right];$$

$$U(t) = C_e \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{24} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4 \right] - \frac{1}{2} C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} - \frac{1}{6} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right] - \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 8t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right];$$

где U – напряжение, приложенное к якорной цепи электропривода, В;
 $I_{\text{Я}}$ – ток якорной цепи электропривода, А;
 ω_1 – угловая скорость якоря двигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
 φ_1 – угол поворота якоря двигателя, рад;
 M_y – упругий момент (момент в валопроводе), Н·м;
 M_{CO} – момент сопротивления электропривода, Н·м;
 C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС двигателя, $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$;
 C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом двигателя, В·с;
 $R_{\text{Я}}$ – сопротивление якорной цепи электропривода, Ом;
 $L_{\text{Я}}$ – индуктивность якорной цепи электропривода, Гн;
 J_1 – момент инерции якоря двигателя, кг·м²;
 J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг·м²;
 C_y – жесткость валопровода, $\frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}$;
 t_4 – длительность двенадцатого этапа, с.

Этап 14. В интервале времени $(9t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (10t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = -\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 + \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{4} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{4799}{120} t_1^5 + 38t_1^4 t_2 + 11t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 14t_1^4 t_3 + 10t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4 + \frac{1}{120} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^5;$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right]$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)];$$

$$M_y^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\varphi_1(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{4799}{120} t_1^5 + 38t_1^4 t_2 + 11t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 14t_1^4 t_3 + 10t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 + \left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{12} t_1^3 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{12} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4 + \frac{1}{120} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^5 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y};$$

$$\begin{aligned}
 \omega_1(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4 \right] + \\
 &\quad + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right]; \\
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)]; \\
 \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)}; \\
 I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \{M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)] \}; \\
 I_{\text{Я}}^{(1)}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}; \\
 U(t) &= C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{24} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^4 \right] + \\
 &\quad + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \\
 &\quad + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \{M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)] \} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \right. \\
 &\quad \left. \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 9t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Этап 15. В интервале времени $(10t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (10t_1 + 3t_2 + t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4);$$

$$\begin{aligned} \omega_2(t) &= \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot \\ &\cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2; \\ \varphi_2(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{4} t_1^5 + 44t_1^4 t_2 + 12t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 16t_1^4 t_3 + 11t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ &+ \left. \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot \\ &\cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3; \\ M_y(t) &= M_{\text{CO}} - J_2 \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right]; \\ M_y^{(1)}(t) &= -J_2 \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ M_y^{(2)}(t) &= 0; \\ M_y^{(3)}(t) &= 0; \\ \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{4} t_1^5 + 44t_1^4 t_2 + 12t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2^3 + 16t_1^4 t_3 + 11t_1^3 t_2 t_3 + \frac{3}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ &+ \left. \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \right] + \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot \\ &\cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1^3 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^3 \Big] - \\ &- \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \\ \omega_1(t) &= \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - t_1^3 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\ &- \left. \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ \omega_1^{(1)}(t) &= -\omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right]; \\ \omega_1^{(2)}(t) &= -\omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^2; \\ I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} - (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right] \right\}; \\ I_{\text{Я}}^{(1)}(t) &= -\frac{1}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{Max}}^{(4)} \cdot t_1^2; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U(t) = & C_e \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - t_1^3 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\
 & \left. - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] - C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot \\
 & \cdot \left\{ M_{\text{CO}} - (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 2t_2 - t_3 - t_4) \right] \right\} - \frac{L_{\text{я}}}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2.
 \end{aligned}$$

Этап 16. В интервале времени $(10t_1 + 3t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (11t_1 + 3t_2 + t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$\begin{aligned}
 \omega_2^{(1)}(t) = & -\omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) - \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \\
 & + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \omega_2(t) = & \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot \\
 & \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 + \\
 & + \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^4;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_2(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{4} t_1^5 + \frac{617}{12} t_1^4 t_2 + \frac{35}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 16t_1^4 t_3 + 13t_1^3 t_2 t_3 + \frac{5}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\
 & + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \left. \right] + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot \\
 & \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot \\
 & \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{120} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^5;
 \end{aligned}$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{6} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 10t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4);$$

$$M_y^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\max}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{191}{4} t_1^5 + \frac{617}{12} t_1^4 t_2 + \frac{35}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 16 t_1^4 t_3 + 13 t_1^3 t_2 t_3 + \frac{5}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & + \left(8 t_1^4 + 6 t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5 t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) - \\ & - \frac{1}{2} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{120} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^5 \Big] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{6} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5 t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\ & - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{24} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^4 \Big] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 \right]; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1^{(1)}(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{6} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4); \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Я}}(t) = & \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{6} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\ & \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) \right\}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\};$$

$$\begin{aligned} U(t) = & C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{89}{12} t_1^4 + 5 t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\ & - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{24} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^4 \Big] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \end{aligned}$$

$$\left[- t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M}.$$

$$\begin{aligned} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) - t_1^2 \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{6} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\ \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4) \right\} + \end{aligned}$$

$$+ \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- t_1^2 + \frac{1}{2} \cdot (t - 10 t_1 - 3 t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}.$$

Этап 17. В интервале времени $(11t_1 + 3t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (12t_1 + 3t_2 + t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = -\frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{4} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^4;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{6541}{120} t_1^5 + \frac{671}{12} t_1^4 t_2 + 18t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 18t_1^4 t_3 + 14t_1^3 t_2 t_3 + \frac{5}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_2^2 \right) + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^4 - \frac{1}{120} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^5;$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)];$$

$$M_y^{(3)}(t) = -J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\varphi_1(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{6541}{120} t_1^5 + \frac{671}{12} t_1^4 t_2 + 18t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 18t_1^4 t_3 + 14t_1^3 t_2 t_3 + \frac{5}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_2^2 \right) + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{12} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^4 - \frac{1}{120} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^5 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot$$

$$\left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y};$$

$$\begin{aligned}
 \omega_1(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^4 \right] + \\
 &\quad + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right]; \\
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{6} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)]; \\
 \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)}; \\
 I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)] \right\}; \\
 I_{\text{Я}}^{(1)}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}; \\
 U(t) &= C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{143}{24} t_1^4 + 4t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^4 \right] + \\
 &\quad + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \\
 &\quad \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) - \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)] \right\} + \\
 &\quad + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 11t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Этап 18. В интервале времени $(12t_1 + 3t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (12t_1 + 3t_2 + 2t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2);$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{119}{2} t_1^5 + \frac{713}{12} t_1^4 t_2 + \frac{37}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 20t_1^4 t_3 + 15t_1^3 t_2 t_3 + \frac{5}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ \left. + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot \\ \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2;$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} - J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right);$$

$$M_y^{(1)}(t) = 0;$$

$$M_y^{(2)}(t) = 0;$$

$$M_y^{(3)}(t) = 0;$$

$$\varphi_1(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{119}{2} t_1^5 + \frac{713}{12} t_1^4 t_2 + \frac{37}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 20t_1^4 t_3 + 15t_1^3 t_2 t_3 + \frac{5}{2} t_1^2 t_2^2 t_3 + t_1^3 t_3^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ \left. + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) - \right. \\ \left. - \frac{1}{2} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y};$$

$$\omega_1(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) \right];$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right);$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = 0;$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} - (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \right];$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = 0;$$

$$U(t) = C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) - \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - t_3 - t_4) \right] + \\ + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[M_{\text{CO}} - (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(2t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \right]$$

Этап 19. В интервале времени $(12t_1 + 3t_2 + 2t_3 + t_4) \leq t \leq (13t_1 + 3t_2 + 2t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2;$$

$$\begin{aligned} \omega_2^{(1)}(t) &= -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3; \\ \omega_2(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \\ &\quad + \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4; \\ \varphi_2(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{119}{2} t_1^5 + \frac{713}{12} t_1^4 t_2 + \frac{37}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ &\quad + \left. (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \\ &\quad \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{120} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^5; \\ M_y(t) &= M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{1}{6} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right]; \\ M_y^{(1)}(t) &= \frac{1}{2} J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2; \\ M_y^{(2)}(t) &= J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4); \\ M_y^{(3)}(t) &= J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)}; \\ \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{119}{2} t_1^5 + \frac{713}{12} t_1^4 t_2 + \frac{37}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ &\quad + \left. (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 + \left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot \right. \\ &\quad \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \left. \frac{1}{120} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^5 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \\ &\quad \cdot \left[- (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{1}{6} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \\ \omega_1(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \right. \\ &\quad + \left. \frac{1}{24} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2; \\ \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{1}{6} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4); \\ \omega_1^{(2)}(t) &= \frac{1}{2} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)}; \\ I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{1}{6} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\ &\quad \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) \right\}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right];$$

$$U(t) = C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(4t_1^4 + 3t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - (2t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \right. \\ \left. + \frac{1}{24} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + \frac{1}{2} C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \\ \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \\ \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (2t_1^3 + t_1^2 t_2) + \frac{1}{6} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\ \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) \right\} + \\ + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 12t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right].$$

Этап 20. В интервале времени $(13t_1 + 3t_2 + 2t_3 + t_4) \leq t \leq (14t_1 + 3t_2 + 2t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \\ - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \\ + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \\ + \frac{1}{4} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \\ - \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4;$$

$$\begin{aligned}
 M_y(t) &= M_{CO} + J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot \right. \\
 &\quad \left. \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right]; \\
 M_y^{(1)}(t) &= J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right]; \\
 M_y^{(2)}(t) &= J_2 \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)]; \\
 M_y^{(3)}(t) &= -J_2 \omega_{\max}^{(4)}; \\
 \varphi_1(t) &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7501}{120} t_1^5 + \frac{743}{12} t_1^4 t_2 + 19 t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 24 t_1^4 t_3 + 18 t_1^3 t_2 t_3 + 3 t_1^2 t_2^2 t_3 + 2 t_1^3 t_3^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\
 &\quad \left. + (8 t_1^4 + 6 t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 + \left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2 t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot \right. \\
 &\quad \left. \cdot \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{12} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{120} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^5 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{CO}}{C_y}; \\
 \omega_1(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2 t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \\
 &\quad \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right]; \\
 \omega_1^{(1)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{6} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)]; \\
 \omega_1^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)}; \\
 I_{\text{Я}}(t) &= \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{CO} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)] \right\};
 \end{aligned}$$

$$I_{Я}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\};$$

$$U(t) = C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{49}{24} t_1^4 + 2t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{R_{Я}}{C_M} \cdot \left\{ M_{CO} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- \left(\frac{11}{6} t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [t_1 - (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)] \right\} + \frac{L_{Я}}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \cdot (t - 13t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}.$$

Этап 21. В интервале времени $(14t_1 + 3t_2 + 2t_3 + t_4) \leq t \leq (14t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = 0;$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3;$$

$$\omega_2(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2;$$

$$\varphi_2(t) = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{255}{4} t_1^5 + \frac{761}{12} t_1^4 t_2 + \frac{39}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + (8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3) \cdot t_4 \right] + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4)^3;$$

$$M_y(t) = M_{CO} + J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- \left(t_1^3 + t_1^2 t_2 \right) + t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 3t_2 - 2t_3 - t_4) \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$M_y^{(2)}(t) = 0;$$

$$M_y^{(3)}(t) = 0;$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{255}{4} t_1^5 + \frac{761}{12} t_1^4 t_2 + \frac{39}{2} t_1^3 t_2^2 + \frac{11}{6} t_1^2 t_2^3 + 24 t_1^4 t_3 + 18 t_1^3 t_2 t_3 + 3 t_1^2 t_2^2 t_3 + 2 t_1^3 t_3^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & + \left(8 t_1^4 + 6 t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2 t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) - \\ & - \frac{1}{2} \cdot (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4)^3 \left. \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2; \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(1)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) \right];$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) \right] \right\};$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\begin{aligned} U(t) = & C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7}{12} t_1^4 + t_1^3 t_2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2^2 \right) - (t_1^3 + t_1^2 t_2) \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4)^2 \right] + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \\ & \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[- (t_1^3 + t_1^2 t_2) + t_1^2 \cdot (t - 14 t_1 - 3 t_2 - 2 t_3 - t_4) \right] \right\} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2. \end{aligned}$$

Этап 22. В интервале времени $(14t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4) \leq t \leq (15t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2;$$

$$\omega_2^{(1)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3;$$

$$\omega_2(t) = \frac{7}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^4 - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot$$

$$\cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4;$$

$$\begin{aligned} \varphi_2(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{255}{4} t_1^5 + 64t_1^4 t_2 + 20t_1^3 t_2^2 + 2t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_3^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \frac{7}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^4 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot \\ & \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{120} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^5; \end{aligned}$$

$$M_y(t) = M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{6} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right];$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = -J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4);$$

$$M_y^{(3)}(t) = -J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{255}{4} t_1^5 + 64t_1^4 t_2 + 20t_1^3 t_2^2 + 2t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_3^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \frac{7}{12} t_1^4 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1^3 \cdot \\ & \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{120} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^5 \left. \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{6} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{7}{12} t_1^4 - t_1^3 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \right. \\ & \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right]; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1^{(1)}(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{6} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] - \\ & - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4); \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Я}}(t) = & \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{6} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] - \right. \\ & \left. - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) \right\}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\};$$

$$\begin{aligned}
 U(t) = & C_e \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{7}{12} t_1^4 - t_1^3 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \right. \\
 & \left. - \frac{1}{24} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{R_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \\
 & \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-t_1^3 + t_1^2 \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{6} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] - \right. \\
 & \left. - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) \right\} + \frac{L_{\text{Я}}}{C_M} \cdot \\
 & \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[t_1^2 - \frac{1}{2} \cdot (t - 14t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] - \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

Этап 23. В интервале времени $(15t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4) \leq t \leq (16t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4)$:

$$\omega_2^{(4)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\omega_2^{(3)}(t) = -\omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4);$$

$$\omega_2^{(2)}(t) = \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 - \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2;$$

$$\begin{aligned}
 \omega_2^{(1)}(t) = & -\frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 + \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot \\
 & \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \omega_2(t) = & \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^4 - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{4} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot \\
 & \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \frac{1}{6} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 + \\
 & + \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_2(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7679}{120} t_1^5 + 64t_1^4 t_2 + 20t_1^3 t_2^2 + 2t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_2^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\
 & + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \left. \right] + \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^4 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^3 \cdot \\
 & \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{12} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot t_1 \cdot \\
 & \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4 + \frac{1}{120} \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^5;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M_y(t) = & M_{\text{CO}} + J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot \right. \\
 & \left. \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right];
 \end{aligned}$$

$$M_y^{(1)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right];$$

$$M_y^{(2)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)];$$

$$M_y^{(3)}(t) = J_2 \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} \varphi_1(t) = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\left(\frac{7679}{120} t_1^5 + 64t_1^4 t_2 + 20t_1^3 t_2^2 + 2t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_3^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\ & + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 + \frac{1}{24} t_1^4 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{12} t_1^3 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \\ & + \frac{1}{12} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 - \frac{1}{24} t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4 + \frac{1}{120} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^5 \left. \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \right. \\ & \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{M_{\text{CO}}}{C_y}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{24} t_1^4 - \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \right. \\ & \left. - \frac{1}{6} t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + \\ & + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right]; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1^{(1)}(t) = & \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \right. \\ & \left. + \frac{1}{6} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)]; \end{aligned}$$

$$\omega_1^{(2)}(t) = \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)};$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Я}}(t) = & \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \right. \right. \\ & \left. \left. - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\ & \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)] \right\}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Я}}^{(1)}(t) = & \frac{1}{C_M} \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] + \right. \\ & \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\text{MAX}}^{(4)} \right\}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U(t) = & C_e \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{24} t_1^4 - \frac{1}{6} t_1^3 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{4} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 - \right. \\
 & \left. - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 + \frac{1}{24} \omega_{\max}^{(4)} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^4 \right] + \\
 & + C_e \cdot \frac{J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] + \\
 & + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left\{ M_{\text{CO}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[-\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) - \right. \right. \\
 & \left. \left. - \frac{1}{2} t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 + \frac{1}{6} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^3 \right] + \right. \\
 & \left. + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot [-t_1 + (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)] \right\} + \frac{L_{\text{я}}}{C_M} \cdot \\
 & \cdot \left\{ (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\frac{1}{2} t_1^2 - t_1 \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4) + \frac{1}{2} \cdot (t - 15t_1 - 4t_2 - 2t_3 - t_4)^2 \right] + \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot \omega_{\max}^{(4)} \right\}.
 \end{aligned}$$

В статье «Исследование зависимостей контролируемых координат электропривода постоянного тока с упругим валопроводом от времени при разгоне», приведенной в данном журнале, определены параметры оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа механизма электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и её первой, второй и четвертой производным при разгоне.

В конце двадцать третьего этапа для угла поворота исполнительного органа механизма справедлива зависимость

$$\begin{aligned}
 \varphi_{223} = & \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(4)} \cdot \left[\left(64t_1^5 + 64t_1^4 t_2 + 20t_1^3 t_2^2 + 2t_1^2 t_2^3 + 24t_1^4 t_3 + 18t_1^3 t_2 t_3 + 3t_1^2 t_2^2 t_3 + 2t_1^3 t_3^2 + t_1^2 t_2 t_3^2 \right) + \right. \\
 & \left. + \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot t_4 \right].
 \end{aligned}$$

Или

$$\varphi_{223} = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max} \cdot \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4).$$

Так как $\omega_{\max}^{(4)} \cdot \left(8t_1^4 + 6t_1^3 t_2 + t_1^2 t_2^2 + 2t_1^3 t_3 + t_1^2 t_2 t_3 \right) = \omega_{\text{доп}}$, то

$$\varphi_{223} = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{доп}} \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4).$$

Так как $\varphi_{223} = \varphi_{\text{кон}}$, то

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \omega_{\text{доп}} \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4).$$

Отсюда следует, что

$$t_4 = \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} - 8t_1 - 2t_2 - t_3.$$

Или

$$t_4 = \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} - \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{макс}}^{(4)}}}.$$

При этом длительность цикла (разгон, установившееся движение и торможение) равна

$$T_{Ц} = \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}} + \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{макс}}^{(4)}}}$$

Если $t_4 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр}}$.

При этом

$$\varphi_{\text{гр}} = \omega_{\text{доп}} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{макс}}^{(4)}}} \right]$$

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом, имеющий следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; R_{Я} = 5 \text{ Ом}; L_{Я} = 0,1 \text{ Гн};$$

$$J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; C_y = 4 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; U_{\text{доп}} = 250 \text{ В};$$

$$I_{\text{доп}} = 8 \text{ А}; \omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}; \omega_{\text{доп}}^{(1)} = 100 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{доп}}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}; M_{\text{СО}} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

С целью определения зависимости длительности цикла при перемещении исполнительного органа механизма в соответствии с оптимальной по быстродействию диаграммой от максимального значения четвертой производной угловой скорости механизма $T_{Ц} = f[\omega_{\text{макс}}^{(4)}]$ выполнен численный эксперимент, результаты которого приведены в таблице. При этом $\varphi_{\text{нач}} = 0$ рад и $\varphi_{\text{кон}} = 360$ рад. На рисунке представлена зависимость $T_{Ц} = f[\omega_{\text{макс}}^{(4)}]$

Таблица 1 – Результаты численного эксперимента

$\omega_{\text{макс}}^{(4)}, \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$	$t_1, \text{ с}$	$t_2, \text{ с}$	$t_3, \text{ с}$	$t_4, \text{ с}$	$T_{Ц}, \text{ с}$
160000	0,05	0,15	1,25	0,3	4,2
250000	0,04	0,17	1,27	0,32	4,18
640000	0,025	0,2	1,3	0,35	4,15
1000000	0,02	0,21	1,31	0,36	4,14
1391694,347	0,016953449	0,216093102	1,316093102	0,366093102	4,133906898
1562500	0,016	0,218	1,318	0,368	4,132
2517152,529	0,012605939	0,224788122	1,324788102	0,374788122	4,125211878
2560000	0,0125	0,225	1,325	0,375	4,125

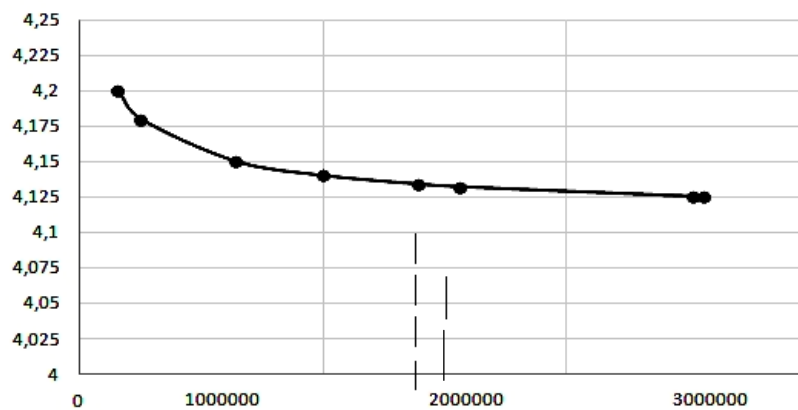


Рисунок 1 – Зависимость $T_{\text{Ц}} = f[\omega_{\max}^{(4)}]$

Анализ полученной зависимости показывает, что вначале при увеличении четвертой производной угловой скорости механизма достигается значительное уменьшение длительности цикла, а затем при увеличении четвертой производной угловой скорости механизма длительность цикла уменьшается не значительно. На рисунке отмечена точка, при которой напряжение достигает максимально допустимого значения.

УДК 62

**БЛИЗКАЯ К ОПТИМАЛЬНОЙ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА
ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА
ПРИ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПО НАПРЯЖЕНИЮ
И МАКСИМАЛЬНОМУ ЗНАЧЕНИЮ ТОКА**



**THE DIAGRAM IS CLOSE TO THE OPTIMUM IN TERMS OF SPEED
ACTUATOR ACTUATOR MOVEMENT DIAGRAM
AT VOLTAGE LIMITS
AND MAXIMUM CURRENT VALUE**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлина Владислава Анатольевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Чернуха Максим Валерьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Разработана близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению и максимальному значению тока. Диаграмма состоит из четырех этапов, определена область существования диаграммы.

Ключевые слова: близкая к оптимальной, с ограничением по напряжению, с ограничением по максимальному значению тока, четырех этапная диаграмма.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Zarudny Vladimir Yurievich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Department
of Information Systems and Programming,
Kuban State Technological University

Chernukha Maksim Valerevich

Student,
Kuban State Technological University

Annotation. A diagram of the movement of the actuator's actuator, close to optimal in speed, was developed with a limitation on voltage and maximum current value. The diagram consists of four stages, the area of existence of the diagram is determined.

Keywords: close to optimal, with voltage limitation, with maximum current limitation, four-stage diagram.

В монографии [1] приведена оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока, состоящая из четырех этапов. В зависимости от расклада корней характеристического уравнения системы возможны три вида переходных процессов. Это обуславливает необходимость разработки трёх алгоритмов управления перемещением исполнительного органа электропривода.

Чтобы устранить указанный недостаток в данной работе предлагается близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока.

На рисунке 1 приведена близкая к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока (механические контролируемые координаты).

На рисунке 2 приведена близкая к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока (электрические контролируемые координаты).

На рисунках приняты обозначения:

φ – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;

$\omega^{(1)}$ – первая производная угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;

$\omega^{(2)}$ – вторая производная угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$;

U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

$I_{\text{я}}$ – ток якорной цепи электродвигателя, $\frac{\text{А}}{\text{с}}$;

$I_{\text{я}}^{(1)}$ – первая производная тока якорной цепи электродвигателя, $\frac{\text{А}}{\text{с}^2}$;

$M_{\text{со}}$ – момент сопротивления электропривода, Н·м;

$\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{\text{кон}}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_{max} – максимальное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;

$\omega_{\text{max}}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на втором этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;

$\omega_{\text{min}}^{(1)}$ – минимальное значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на третьем этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;

$\omega_{\text{max}}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на первом этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$;

$\omega_{\text{min}}^{(2)}$ – минимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на третьем этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$;

$\omega_{\text{max}^*}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на четвёртом этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$;

$U_{\text{доп}}$ – допустимое значение напряжения, приложенного к якорной цепи электродвигателя, В.

$I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А;

$I_{\text{max}}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной тока якорной цепи электродвигателя на первом этапе, А;

$I_{\text{min}}^{(1)}$ – минимальное значение первой производной тока якорной цепи электродвигателя на третьем этапе, А;

$I_{\text{max}^*}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной тока якорной цепи электродвигателя на четвёртом этапе, А;

t – время, с;

t_1 – длительность первого этапа, с;

t_2 – длительность второго этапа, с;

t_3 – длительность третьего этапа, с;

t_4 – длительность четвёртого этапа, с;

$C_{\text{м}}$ – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с.

Определим аналитические зависимости контролируемых координат электропривода от времени при его близком к оптимальному по быстродействию движении при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока.

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$\Omega^{(2)}(t) = \omega_{\max}^{(2)};$$

$$\omega^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t;$$

$$\omega(t) = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t^2;$$

$$\varphi(t) = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t^3;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{с0}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t];$$

$$I_{\text{я}}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)};$$

$$U(t) = \frac{1}{2} C_{\text{е}} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{с0}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)},$$

где J – момент инерции исполнительного органа электропривода, кг·м²;
 $C_{\text{е}}$ – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС электродвигателя, $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$;

$R_{\text{я}}$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;

$L_{\text{я}}$ – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн.

При $t = 0_+$

$$\omega_{0+}^{(2)} = \omega_{\max}^{(2)};$$

$$\omega_{0+}^{(1)} = 0;$$

$$\omega_{0+} = 0;$$

$$\varphi_{0+} = \varphi_{\text{нач}};$$

$$I_{\text{я}0+} = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot M_{\text{с0}};$$

$$I_{\text{я}0+}^{(1)} = \frac{J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)};$$

$$U_{0+} = \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot M_{\text{с0}} + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)}.$$

При $t = t_1$

$$\omega_1^{(2)} = \omega_{\max}^{(2)};$$

$$\omega_1^{(1)} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1;$$

$$\omega_1 = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2;$$

$$\varphi_1 = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^3;$$

$$I_{\text{я}1} = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{с0}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1];$$

$$I_{\text{я}}^{(1)} = \frac{J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)};$$

$$U_1 = \frac{1}{2} C_{\text{е}} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{с0}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)}.$$

Так как $I_{\text{я}1} = I_{\text{доп}}$, то

$$I_{\text{доп}} = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{с0}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1];$$

$$\omega_{\max}^{(2)} = \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{с0}}}{J \cdot t_1}.$$

Так как $U_1 = U_{\text{доп}}$, то

$$\begin{aligned}
 U_{\text{доп}} &= \frac{1}{2} C_e \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot \left[M_{\text{co}} + J \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 \right] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\text{max}}^{(2)}; \\
 \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_{\text{м}}} &= \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J \cdot t_1} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}} \cdot t_1 + \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}} \right); \\
 t_1^2 + 2 \cdot \left[\frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_{\text{м}}} \right) \cdot \frac{J}{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}} \right] \cdot t_1 + 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}} &= 0. \\
 t_1 &= \left[\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_{\text{м}}} \right) \cdot \frac{J}{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}} - \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}} \right] - \\
 &\quad - \sqrt{\left[\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_{\text{м}}} \right) \cdot \frac{J}{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}} - \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}} \right]^2 - 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_{\text{м}}}}.
 \end{aligned}$$

Таким образом, определяются два параметра близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока: длительность первого этапа и максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на первом этапе.

Этап 2. В интервале времени $t_1 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$\begin{aligned}
 \omega^{(2)}(t) &= 0; \\
 \omega^{(1)}(t) &= \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 = \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J}; \\
 \omega(t) &= \omega_1 + \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t - t_1); \\
 \varphi(t) &= \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t - t_1)^2; \\
 I_{\text{я}}(t) &= I_{\text{доп}}; \\
 I_{\text{я}}^{(1)}(t) &= 0; \\
 U(t) &= C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t - t_1) \right] + R_{\text{я}} I_{\text{доп}}.
 \end{aligned}$$

При $t = t_{1+}$

$$\begin{aligned}
 \omega_{1+}^{(2)} &= 0; \\
 \omega_{1+}^{(1)} &= \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J}; \\
 \omega_{1+} &= \omega_1; \\
 \varphi_{1+} &= \varphi_1; \\
 I_{\text{я}1+} &= I_{\text{доп}}; \\
 I_{\text{я}1+}^{(1)} &= 0; \\
 U_{1+} &= C_e \omega_1 + R_{\text{я}} I_{\text{доп}}.
 \end{aligned}$$

При $t = (t_1 + t_2)$

$$\begin{aligned}
 \omega_2^{(2)} &= 0; \\
 \omega_2^{(1)} &= \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J}; \\
 \omega_2 &= \omega_1 + \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot t_2; \\
 \varphi_2 &= \varphi_1 + \omega_1 \cdot t_2 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{\text{м}} I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot t_2^2; \\
 I_{\text{я}2} &= I_{\text{доп}};
 \end{aligned}$$

$$I_{я2}^{(1)} = 0;$$

$$U_2 = C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2 \right] + R_{я} I_{доп}.$$

Этап 3. В интервале времени $(t_1 + t_2) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$\omega^{(2)}(t) = \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\omega^{(1)}(t) = \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} + \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2);$$

$$\omega(t) = \omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2)^2;$$

$$\begin{aligned} \varphi(t) &= \varphi_1 + \omega_1 \cdot t_2 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2^2 + \\ &+ \omega_1 \cdot (t - t_1 - t_2) + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2 \cdot (t - t_1 - t_2) + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2)^3; \end{aligned}$$

$$I_{я}(t) = I_{доп} + \frac{J}{C_M} \cdot (t - t_1 - t_2);$$

$$I_{я}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\begin{aligned} U(t) &= C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2) + \right. \\ &\left. + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2)^2 \right] + R_{я} I_{доп} + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2) + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)}. \end{aligned}$$

При $t = (t_1 + t_2)_+$

$$\omega_{2+}^{(2)} = \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\omega_{2+}^{(1)} = \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J};$$

$$\omega_{2+} = \omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2;$$

$$\varphi_{2+} = \varphi_1 + \omega_1 \cdot t_2 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2^2;$$

$$I_{я2+} = I_{доп};$$

$$I_{я2+}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)};$$

$$U_{2+} = C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot t_2 \right] + R_{я} I_{доп} + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)}.$$

При $t = (t_1 + t_2 + t_3)$

$$\omega_3^{(2)} = \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\omega_3^{(1)} = \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3;$$

$$\omega_3 = \omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2;$$

$$\varphi_3 = \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t_2 + t_3) + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_3^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^3;$$

$$I_{я3} = I_{доп} + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3;$$

$$I_{я3}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\begin{aligned} U_3 &= C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{co}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2 \right] + \\ &+ R_{я} I_{доп} + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)}. \end{aligned}$$

Этап 4. В интервале времени $(t_1 + t_2 + t_3) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3 + t_4)$:

$$\begin{aligned}\omega^{(2)}(t) &= \omega_{\max}^{(2)}; \\ \omega^{(1)}(t) &= \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \omega_{\max}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3); \\ \omega(t) &= \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2 + \\ &+ \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \\ &+ \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3)^2; \\ \varphi(t) &= \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t_2 + t_3) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_3^2 \right) + \\ &+ \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^3 + \omega_1 \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \\ &+ \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2 \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3)^2 + \\ &+ \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3)^3; \\ I_{\text{я}}(t) &= I_{\text{доп}} + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3); \\ I_{\text{я}}^{(1)}(t) &= \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)}; \\ U(t) &= C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2 + \right. \\ &+ \left. \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \right. \\ &+ \left. \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3)^2 \right] + R_{\text{я}} I_{\text{доп}} + \frac{R_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \\ &+ \frac{R_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) + \frac{L_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)}.\end{aligned}$$

При $t = (t_1 + t_2 + t_3)_+$

$$\begin{aligned}\omega_{3+}^{(2)} &= \omega_{\max}^{(2)}; \\ \omega_{3+}^{(1)} &= \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3; \\ \omega_{3+} &= \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2; \\ \varphi_{3+} &= \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t_2 + t_3) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_3^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^3; \\ I_{\text{я}3+} &= I_{\text{доп}} + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3; \\ I_{\text{я}3+}^{(1)} &= \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)}; \\ U_{3+} &= C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2 \right] + \\ &+ R_{\text{я}} I_{\text{доп}} + \frac{R_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{L_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)}.\end{aligned}$$

При $t = (t_1 + t_2 + t_3 + t_4)$

$$\begin{aligned}\omega_4^{(2)} &= \omega_{\max}^{(2)}; \\ \omega_4^{(1)} &= \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_4; \\ \omega_4 &= \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_2 + t_3 + t_4) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + t_3 t_4 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_4^2; \\ \varphi_4 &= \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t_2 + t_3 + t_4) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_3^2 + t_2 t_4 + t_3 t_4 + \frac{1}{2} t_4^2 \right) +\end{aligned}$$

$$+ \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_3^3 + \frac{1}{2} t_3^2 t_4 + \frac{1}{2} t_3 t_4^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4^3;$$

$$I_{я4} = I_{\text{доп}} + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4;$$

$$I_{я4}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)};$$

$$U_4 = C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t_2 + t_3 + t_4) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + t_3 t_4 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4^2 \right] + R_{я} I_{\text{доп}} + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4 + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)}.$$

Так как $\varphi_4 = \varphi_{\text{кон}}$, то

$$\varphi_{\text{кон}} = \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t_2 + t_3 + t_4) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_3^2 + t_2 t_4 + t_3 t_4 + \frac{1}{2} t_4^2 \right) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_3^3 + \frac{1}{2} t_3^2 t_4 + \frac{1}{2} t_3 t_4^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4^3. \quad (1)$$

Так как $\omega_4 = 0$, то

$$\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t_2 + t_3 + t_4) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + t_3 t_4 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4^2 = 0. \quad (2)$$

Так как $\omega_4^{(1)} = 0$, то

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4 = 0. \quad (3)$$

Так как $U_3 = -U_{\text{доп}}$, то

$$-U_{\text{доп}} = C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3^2 \right] + R_{я} I_{\text{доп}} + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)}. \quad (4)$$

Так как $U_4 = U_{\text{доп}}$, то

$$U_{\text{доп}} = C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t_2 + t_3 + t_4) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + t_3 t_4 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4^2 \right] + R_{я} I_{\text{доп}} + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{R_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_4 + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)}. \quad (5)$$

Из (2), (3) и (5):

$$U_{\text{доп}} = \frac{R_{я}}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)};$$

$$\omega_{\max*}^{(2)} = \frac{C_M U_{\text{доп}}}{L_{я} J} - \frac{R_{я} M_{\text{CO}}}{L_{я} J}. \quad (6)$$

Таким образом определяется максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на четвертом этапе.

Остальные четыре параметра близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению и максимальному значению тока: длительности второго, третьего и четвертого этапов и минимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на третьем этапе определяются из системы, состоящей из четырех уравнений (1), (2), (3) и (4).

Если $I_{я3} = -I_{\text{доп}}$, то

$$-I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_3;$$

$$\omega_{\min}^{(2)} = -2 \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}}}{J \cdot t_3}.$$

Так как $I_{я4}^{(1)} = I_{\max*}^{(1)}$, то

$$I_{\max*}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{C_M U_{\text{доп}}}{L_{я} J} - \frac{R_{я} M_{\text{CO}}}{L_{я} J} \right) = \frac{C_M U_{\text{доп}} - R_{я} M_{\text{CO}}}{C_M L_{я}};$$

$$t_4 = \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_M} \cdot \frac{C_M L_{\text{я}}}{C_M U_{\text{доп}} - R_{\text{я}} M_{\text{со}}} = \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_M U_{\text{доп}} - R_{\text{я}} M_{\text{со}}} \cdot L_{\text{я}}. \quad (7)$$

Из (2):

$$\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 - 2 \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3 + t_4\right) + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 = 0;$$

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) = -\omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{C_M I_{\text{доп}}}{J} \cdot t_3.$$

Из (4):

$$\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \omega_1 - \omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{C_M I_{\text{доп}}}{J} \cdot t_3 - \frac{C_M I_{\text{доп}}}{J} \cdot t_3 +$$

$$+ \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e} - 2 \cdot \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e} - 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e \cdot t_3} = 0;$$

$$\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 - \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e}\right) \cdot t_3 = 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e};$$

$$t_3 = 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 - \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e}\right)^{-1}. \quad (8)$$

$$t_2 = \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot \left[-\omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{C_M I_{\text{доп}}}{J} \cdot t_3\right] - t_3;$$

$$t_2 = -\frac{J \omega_1}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_4 + \frac{C_M I_{\text{доп}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_3 - t_3;$$

$$t_2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_4 + \frac{M_{\text{со}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_3 - \frac{J \omega_1}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}. \quad (9)$$

При этом:

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.2}}. \quad (10)$$

Так как $I_{\text{я3}} = I_{\text{min}}$, то

$$I_{\text{min}} = I_{\text{доп}} + \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\text{min}}^{(2)} \cdot t_3;$$

$$\omega_{\text{min}}^{(2)} = -\frac{C_M \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{J \cdot t_3}.$$

Так как $I_{\text{я4}}^{(1)} = I_{\text{max}^*}^{(1)}$, то

$$I_{\text{max}^*}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{C_M I_{\text{доп}}}{L_{\text{я}} J} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}}}{L_{\text{я}} J}\right) = \frac{C_M U_{\text{доп}} - R_{\text{я}} M_{\text{со}}}{C_M L_{\text{я}}};$$

$$t_4 = \frac{-C_M I_{\text{min}} + M_{\text{со}}}{C_M U_{\text{доп}} - R_{\text{я}} M_{\text{со}}} \cdot L_{\text{я}}. \quad (11)$$

Для диаграммы справедливы две зависимости:

$$\omega_{\text{min}}^{(2)} \cdot t_3 = -\frac{C_M (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{J}; \quad \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_4 = -\frac{C_M I_{\text{min}} + M_{\text{со}}}{J}.$$

Из (2):

$$\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 -$$

$$- \frac{C_M (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3 + t_4\right) + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{min}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 = 0;$$

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_2 + t_3) = -\omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{min}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{J} \cdot t_3.$$

Из (4):

$$\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \omega_1 - \omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{min}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{J} \cdot t_3 -$$

$$- \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{J} \cdot t_3 + \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{C_e} - \frac{L_{\text{я}} \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{min}})}{C_e \cdot t_3} = 0;$$

$$\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{мин}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{R_{\text{я}} I_{\text{мин}}}{C_e}\right) \cdot t_3 = \frac{L_{\text{я}} \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{мин}})}{C_e};$$

$$t_3 = \frac{L_{\text{я}} \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{мин}})}{C_e} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{мин}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{R_{\text{я}} I_{\text{мин}}}{C_e}\right)^{-1}. \quad (12)$$

При этом

$$t_2 = \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot \left[-\omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{мин}} + M_{\text{со}}}{J} \cdot t_4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M \cdot (I_{\text{доп}} - I_{\text{мин}})}{J} \cdot t_3\right] - t_3;$$

$$t_2 = -\frac{J \omega_1}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{мин}} + M_{\text{со}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M (I_{\text{доп}} - I_{\text{мин}})}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_3 - t_3;$$

$$t_2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M I_{\text{мин}} + M_{\text{со}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{-C_M \cdot (I_{\text{доп}} + I_{\text{мин}}) + 2M_{\text{со}}}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_3 - \frac{J \omega_1}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}. \quad (13)$$

Если $t_2 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.1}}$.

При этом для диаграммы справедливы зависимости:

$$\varphi_{\text{кон}} = \varphi_1 + \omega_1 \cdot (t_3 + t_4) + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_3 + t_4)^2 +$$

$$+ \omega_{\text{мин}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_3^3 + \frac{1}{2} t_3^2 t_4 + \frac{1}{2} t_3 t_4^2\right) + \frac{1}{6} \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot t_4^3; \quad (14)$$

$$\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_3 + t_4) + \omega_{\text{мин}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + t_3 t_4\right) + \frac{1}{2} \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot t_4^2 = 0; \quad (15)$$

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} + \omega_{\text{мин}}^{(2)} \cdot t_3 + \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot t_4 = 0; \quad (16)$$

$$-U_{\text{доп}} = C_e \cdot \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot t_3 + \frac{1}{2} \omega_{\text{мин}}^{(2)} \cdot t_3^2\right] + R_{\text{я}} I_{\text{доп}} + \frac{R_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\text{мин}}^{(2)} \cdot t_3 + \frac{L_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\text{мин}}^{(2)}; \quad (17)$$

$$\omega_{\text{макс}^*}^{(2)} = \frac{C_M U_{\text{доп}}}{L_{\text{я}} J} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}}}{L_{\text{я}} J}. \quad (18)$$

Из (16):

$$\omega_{\text{мин}}^{(2)} = -\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J \cdot t_3} - \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot \frac{t_4}{t_3}.$$

Из (15):

$$\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot (t_3 + t_4) - \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3 + t_4\right) -$$

$$- \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3 t_4 + t_4^2\right) + \frac{1}{2} \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot t_4^2 = 0;$$

$$\omega_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot t_3 - \frac{1}{2} \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot (t_3 t_4 + t_4^2) = 0. \quad (19)$$

Из (17):

$$\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \omega_1 + \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot t_3 + \omega_{\text{мин}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_M} \cdot t_3 + \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M}\right) = 0;$$

$$\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \omega_1 + \frac{R_{\text{я}} I_{\text{доп}}}{C_e}\right) \cdot t_3 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} \cdot t_3^2 -$$

$$- \left[\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J} + \omega_{\text{макс}^*}^{(2)} \cdot t_4\right] \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_M} \cdot t_3 + \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M}\right) = 0. \quad (20)$$

Из системы, состоящей из двух уравнений (19) и (20), определяются длительности этапов t_3 и t_4 .

Таким образом, определяем область существования предлагаемой диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода. При дальнейшем уменьшении, перемещения исполнительного органа электропривода необходимо переходить к диаграмме, имеющей ограничение по напряжению, а при дальнейшем увеличении перемещения исполнительного органа электропривода следует использовать диаграмму, имеющую ограничения по напряжению и максимальному и минимальному значениям тока.

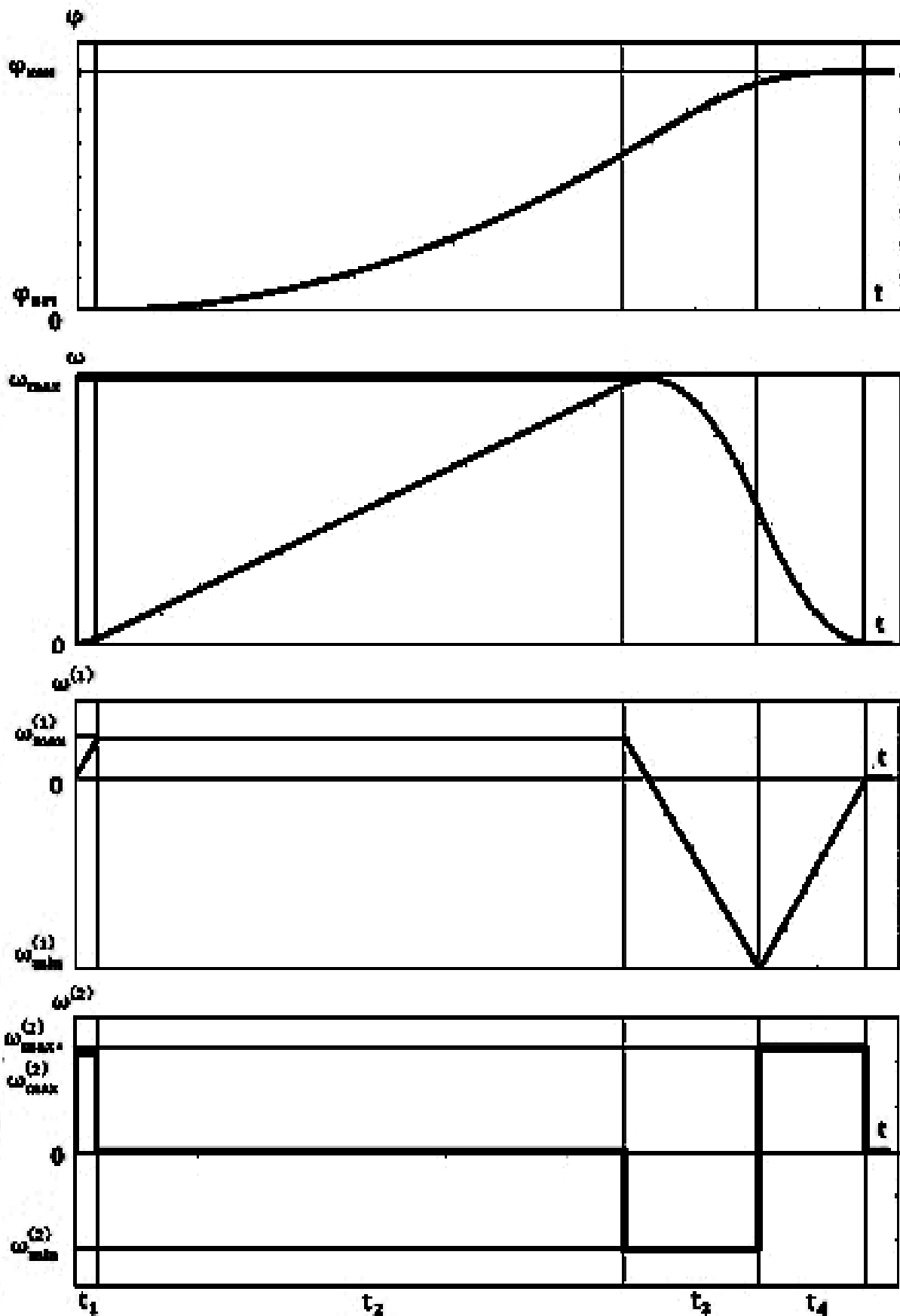


Рисунок 1 – Оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока (механические контролируемые координаты)

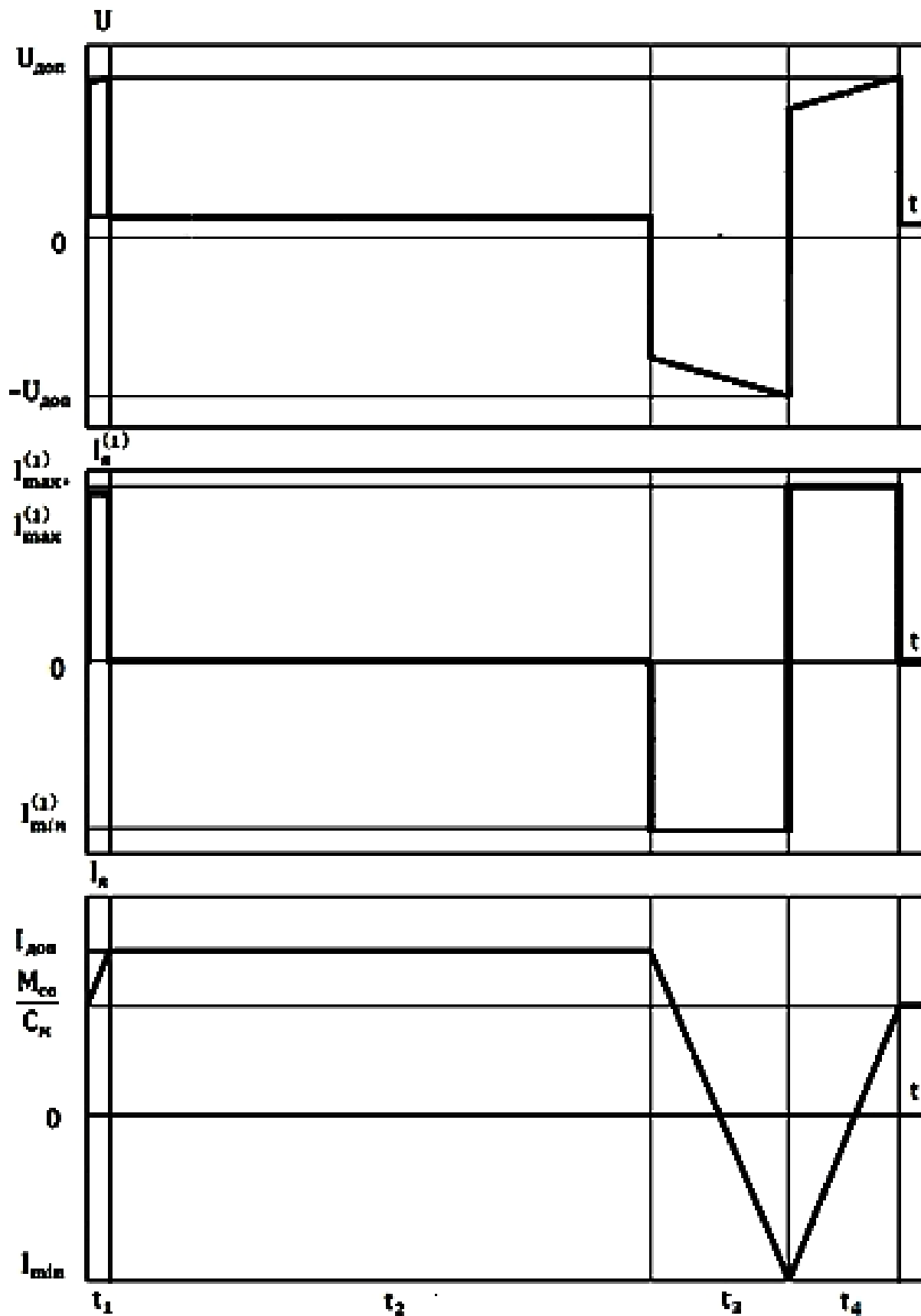


Рисунок 2 – Оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока (электрические контролируемые координаты)

Выводы

В качестве варьируемых параметров в близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока используются длительности четырёх этапов и три разных значения второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Разработан алгоритм, позволяющий определить семь варьируемых параметров близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничениях по напряжению и максимальному значению тока.

Так как алгоритм определения варьируемых параметров диаграммы не зависит от расклада корней характеристического уравнения, то при внедрении требуется более простое и дешёвое оборудование.

Литература

1. Добробаба Ю.П., Литаш Б.С. Квазиоптимальный по быстродействию программно-управляемый позиционный электропривод: монография // Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ГУО ВПО «КубГТУ», 2009. – 178 с.
2. Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Чернуха М.В. Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1.

References

1. Dobrobaba Y.P., Litash B.S. Quasi-optimal in terms of speed of the program-controlled positional electric drive: monograph // Kuban State Technological University. – Krasnodar : Publishing house of State Educational Institution of Higher Professional Education «KubGTU», 2009. – 178 p.
2. Dobrobaba Y.P., Murlina, V.A., Chernukha, M.V. The close to optimal diagram of the motion of the actuator under the voltage limit // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 1.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМ ПЯТОГО ПОРЯДКА
С ОДНИМ КОРНЕМ КРАТНОСТЬЮ ЧЕТЫРЕ И С ОДНИМ КОРНЕМ
КРАТНОСТЬЮ ОДИН ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**ANALYSIS OF TRANSITIONAL CHARACTERISTICS OF THE FIFTH ORDER
SYSTEMS WITH ONE ROOT MULTIPLE FOUR AND WITH ONE ROOT
MULTIPLE ONE OF THE CHARACTERISTIC EQUATION**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлина Владислава Анатольевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный технологический университет

Чувиллин Никита Александрович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики систем пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции. Доказано, что переходные характеристики систем пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени не имеют перерегулирование при условии: постоянная времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка меньше или равна большей постоянной времени знаменателя передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы пятого порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Zarudny Vladimir Yurievich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Department
of Information Systems and Programming,
Kuban State Technological University

Chuvilin Nikita Aleksandrovich

Student,
Kuban State Technological University

Annotation. Transient characteristics of systems of the fifth order with one root of multiplicity four and with one root of multiplicity one of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree of the numerator of the transfer function are determined. It is proved that the transient characteristics of systems of the fifth order with one root of multiplicity four and with one root of multiplicity one of the characteristic equation with a polynomial of the first degree do not have overshoot, provided that the time constant of the polynomial of the numerator of the fifth order transfer function is less than or equal to the greater time constant of the denominator of the transfer function.

Keywords: transient response, characteristic equation of the fifth order system, roots of the characteristic equation.

В статье [1] выполнен анализ переходных характеристик систем пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения.

В данной работе анализируются переходные характеристики системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения.

Передаточная функция систем пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения:

$$W_{40}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^4 \cdot (T_2 p + 1)},$$

где $T_1 \neq T_2$ – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции пятого порядка.

Корни характеристического уравнения системы с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения:

$$P_{1,4} = -\frac{1}{T_1}; P_5 = -\frac{1}{T_2}.$$

Переходная характеристика системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{50}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_4 \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_5 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_6.$$

Первая, вторая, третья и четвертая производные переходной характеристики системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения имеют вид:

$$\begin{aligned} h_{50}^{(1)}(t) &= \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1} + 2 \cdot K_3\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ &+ \left(-\frac{K_3}{T_1} + 3 \cdot K_4\right) \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_1} \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_5}{T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \\ h_{50}^{(2)}(t) &= \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2 \cdot K_3\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^2} - 4 \cdot \frac{K_3}{T_1} + 6 \cdot K_4\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ &+ \left(\frac{K_3}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_4}{T_1}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_4}{T_1^2} \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_5}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \\ h_{50}^{(3)}(t) &= \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} + 6 \cdot K_4\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ &+ \left(-\frac{K_2}{T_1^3} + 6 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} - 18 \cdot \frac{K_4}{T_1}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_3}{T_1^3} + 9 \cdot \frac{K_4}{T_1^2}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_1^3} \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_5}{T_2^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}. \\ h_{50}^{(4)}(t) &= \left(\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} - 24 \cdot \frac{K_4}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ &+ \left(\frac{K_2}{T_1^4} - 8 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} + 36 \cdot \frac{K_4}{T_1^2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_3}{T_1^4} - 12 \cdot \frac{K_4}{T_1^3}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_4}{T_1^4} \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_5}{T_2^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}. \end{aligned}$$

Так как начальные и конечные значения системы пятого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{50}(0) = 0; \\ h_{50}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{50}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{50}^{(3)}(0) = 0; \\ h_{50}^{(4)}(0) = 0; \\ h_{50}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения системы пятого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{50}(0) = K_1 + K_5 + K_6; \\ h_{50}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_5}{T_2}; \\ h_{50}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2 \cdot K_3 + \frac{K_5}{T_2^2}; \\ h_{50}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} + 6 \cdot K_4 - \frac{K_5}{T_2^3}; \\ h_{50}^{(4)}(0) = \frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} - 24 \cdot \frac{K_4}{T_1} + \frac{K_5}{T_2^4}; \\ h_{50}(\infty) = K_6, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$K_6 = 1;$$

$$\begin{cases} K_1 + K_5 + 1 = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_5}{T_2} = 0; \\ \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2 \cdot K_3 + \frac{K_5}{T_2^2} = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} + 6 \cdot K_4 - \frac{K_5}{T_2^3} = 0; \\ \frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} - 24 \cdot \frac{K_4}{T_1} + \frac{K_5}{T_2^4} = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения имеют вид:

$$K_1 = -\frac{T_1^3 - 4T_1^2T_2 + 6T_1T_2^2 - 4T_2^3}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1;$$

$$K_2 = -\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_1 - T_2)^3};$$

$$K_3 = -\frac{T_1 - 2T_2}{2T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2};$$

$$K_4 = -\frac{1}{6T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)};$$

$$K_5 = -\frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^4}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$h_{50}(t) = -\frac{T_1^3 - 4T_1^2T_2 + 6T_1T_2^2 - 4T_2^3}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - 2T_2}{2T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} -$$

$$-\frac{1}{6T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1;$$

$$h_{50}^{(1)}(t) = -\frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot \frac{t}{T_1} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} -$$

$$-\frac{T_2}{2 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot \frac{t^2}{T_1} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{6 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \frac{t^3}{T_1^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Передаточная функция системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{51}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^4 \cdot (T_2 p + 1)},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка.

Переходная характеристика системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{51}(t) = -\left[\frac{T_1^3 - 4T_1^2T_2 + 6T_1T_2^2 - 4T_2^3}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1 + \frac{T_2^3 \tau}{(T_1 - T_2)^4} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \left[-\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} + \frac{T_2^2 \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^3} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \left[\frac{T_1 - 2T_2}{2T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} + \frac{T_2 \tau}{2T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)^2} \right] \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \left[-\frac{1}{6T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} + \frac{\tau}{6T_1^3 \cdot (T_1 - T_2)} \right] \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[-\frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^4} + \frac{T_2^3 \tau}{(T_1 - T_2)^4} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Рассмотрим два варианта значения корней переходной характеристики системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе.

Вариант первый: $T_1 > T_2$.

При этом, если $\tau = T_1$, то

$$h_{51}(t) = -\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - 2T_2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{2T_1(T_1 - T_2)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Предположим $T_1 = \frac{9}{40}T$ и $T_2 = \frac{1}{10}T$.

При $\tau=0$

$$h_{51}(t) = -\frac{369}{625} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - \frac{168}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - \frac{32}{9} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - \frac{6400}{243} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - \frac{256}{625} \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

При $\tau=T_1$

$$h_{51}(t) = -\frac{189}{125} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - \frac{8}{5} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - \frac{160}{9} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} + \frac{64}{125} \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

При $\tau=2T_1$

$$h_{51}(t) = -\frac{1521}{625} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} + \frac{88}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} - 32 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} + \frac{6400}{243} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{40}{9}\frac{t}{T}} + \frac{896}{625} \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 1.

При этом $T_1 = \frac{9}{40}T$ и $T_2 = \frac{1}{10}T$.

Таблица 1 – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{51}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_1$	$\tau = 2T_1$
0	0	0	0
0,25	0,010353862	0,04684054	0,083327218
0,5	0,116048812	0,2712673	0,426485789
0,75	0,331188914	0,546795376	0,762401838
1	0,563078449	0,754701456	0,946324463
1,25	0,744900766	0,879038126	1,013175486
1,5	0,863116288	0,944116261	1,025116234
1,75	0,931129444	0,975384463	1,019639483
2	0,967045428	0,989543023	1,012040617
2,25	0,984849571	0,995681922	1,006514273
2,5	0,993257631	0,998257028	1,003256425
2,75	0,997079075	0,99930946	1,001539845
3	0,998762852	0,999730642	1,000698431
3,25	0,99948598	0,999896306	1,000306632
3,5	0,999789932	0,999960529	1,000131126
3,75	0,999915375	0,999985122	1,000054869
4	0,999966336	0,999994439	1,000022543
4,25	0,999986756	0,999997937	1,000009118
4,5	0,999994841	0,99999924	1,000003639
4,75	0,999998008	0,999999722	1,000001435
5	0,999999237	0,999999899	1,00000056

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

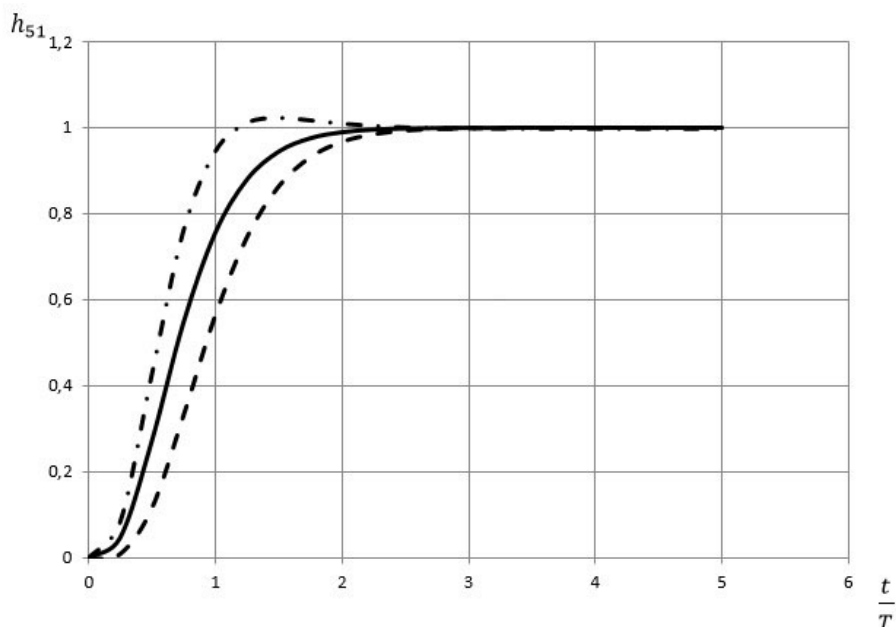


Рисунок 1 – Зависимость h_{51} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Вариант второй: $T_1 < T_2$.

При этом, если $\tau = T_2$, то

$$h_{51}(t) = -e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{t}{T_1} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{t^2}{T_1^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{6} \cdot \frac{t^3}{T_1^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + 1.$$

Предположим $T_1 = \frac{3}{20}T$ и $T_2 = \frac{2}{5}T$.

При $\tau=0$

$$h_{51}(t) = \frac{3471}{625} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} + \frac{516}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} + \frac{104}{3} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} + \frac{800}{27} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{4096}{625} \cdot e^{-\frac{5}{2} \frac{t}{T}} + 1.$$

При $\tau=T_2$

$$h_{51}(t) = -e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{20}{3} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{200}{9} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{4000}{81} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} + 1.$$

При $\tau=2T_1$

$$h_{51}(t) = -\frac{4721}{625} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{2548}{75} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{712}{9} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} - \frac{10400}{81} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{20}{3} \frac{t}{T}} + \frac{4096}{625} \cdot e^{-\frac{5}{2} \frac{t}{T}} + 1.$$

Проведена вторая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 2.

При этом $T_1 = \frac{3}{20}T$ и $T_2 = \frac{2}{5}T$.

По результатам второй серии численного эксперимента на рисунке 2 представлены зависимости переходных характеристик системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

Таблица 2 – Результаты второй серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{31}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_1$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,012321242	0,088267152	0,160278153
0,5	0,129937374	0,427014008	0,721117809
0,75	0,352310475	0,734974085	1,116374329
1	0,577208254	0,899116276	1,220600087
1,25	0,746521644	0,966226605	1,185806373
1,5	0,855613003	0,989663949	1,123680846
1,75	0,920131741	0,997038364	1,073936234
2	0,956526531	0,999192981	1,041857272
2,25	0,976536861	0,999788621	1,023039866
2,5	0,987391145	0,999946373	1,012501481
2,75	0,993238446	0,999986748	1,006735022
3	0,996377737	0,999996796	1,003615849
3,25	0,998060408	0,99999924	1,00193807
3,5	0,998961638	0,999999823	1,001038007
3,75	0,999444165	0,999999959	1,000555753
4	0,999702474	0,999999991	1,000297508
4,25	0,999840744	0,999999998	1,000159252
4,5	0,999914756	1	1,000085243
4,75	0,999954372	1	1,000045628
5	0,999975577	1	1,000024423

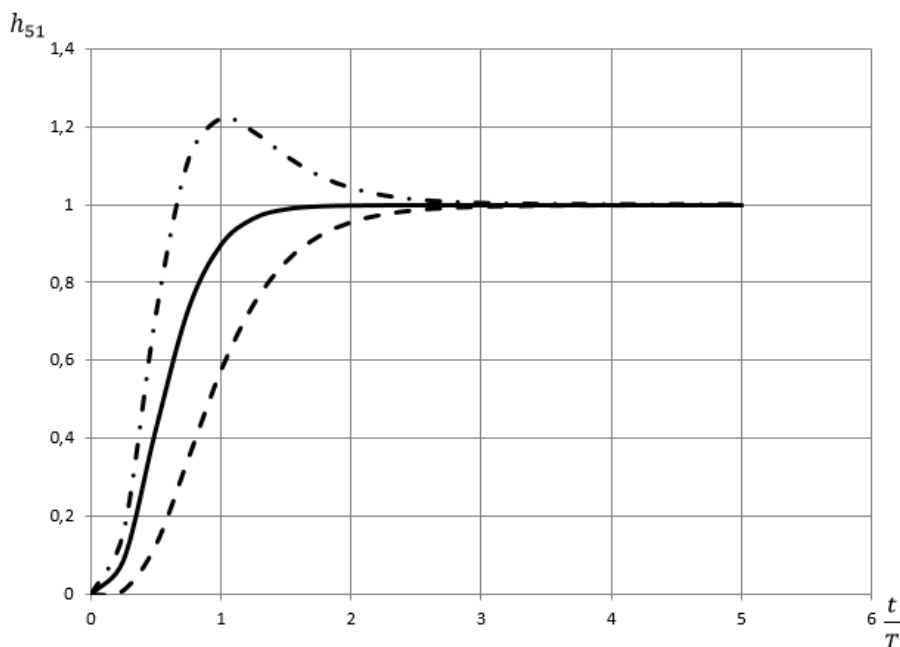


Рисунок 2 – Зависимость h_{51} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Выводы

Для систем пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции определены переходные характеристики.

Проведены первый и второй численные эксперименты, на основании которых получены зависимости переходных характеристик системы пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

Установлено: если постоянная времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка меньше или равна большей постоянной времени знаменателя передаточной функции, то переходные характеристики систем пятого порядка с одним корнем кратностью четыре и одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени числителя передаточной функции не имеют перерегулирования.

Литература

1. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д. Анализ переходных характеристик систем пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1.

References

1. Dobrobaba Y.P., Murlin A.G., Serkin A.D. Analysis of the transient characteristics of fifth order systems with multiple roots of the characteristic equation // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1.

УДК 62

СИНТЕЗ ДВУХДВИГАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМИ ВАЛОПРОВОДАМИ



SYNTHESIS OF A TWO-MOTOR DC ELECTRIC DRIVE WITH ELASTIC SHAFT GUIDES

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Чупышев Михаил Алексеевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
artluценk@yandex.ru

Аннотация. Разработана математическая модель двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами. Определены передаточные функции электропривода по каналам управления и возмущения. Получены аналитические зависимости для вычисления параметров электропривода, обеспечивающих максимальное возможное быстродействие системы при отсутствии перерегулирования по каналу управления.

Ключевые слова: двухдвигательный электропривод, передаточная функция, максимальное возможное быстродействие системы при отсутствии перерегулирования по каналу управления

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Chupyshev Mikhail Alekseevich

Student,
Kuban State Technological University
artluценk@yandex.ru

Annotation. A mathematical model of a two-motor DC electric drive with elastic shafting has been developed. The transfer functions of the electric drive are determined for the control and disturbance channels. Analytical dependences are obtained for calculating the parameters of an electric drive that provide the maximum possible speed of the system in the absence of overshoot in the control channel.

Keywords: two-motor electric drive, transfer function, maximum possible speed of the system in the absence of overshoot in the control channel.

В монографии [1] Ключев В.И. выполнил анализ двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами при последовательном соединении двигателей без учета влияния индуктивности якорной цепи.

В данной работе анализируется и синтезируется двухдвигательный электропривод постоянного тока при последовательном соединении двигателей с учетом влияния индуктивности якорной цепи.

На рисунке 1 представлена расчетная схема двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами при последовательном соединении двигателей.

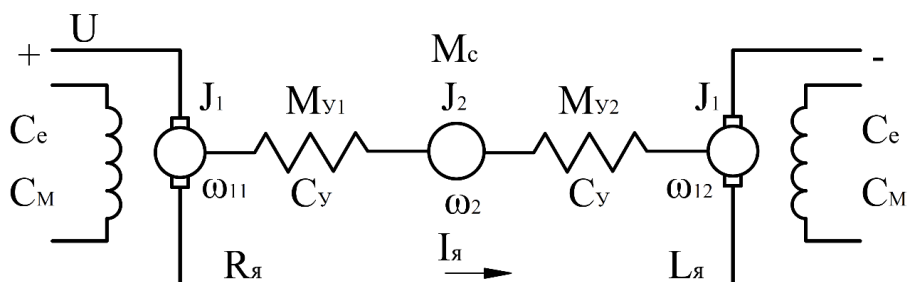


Рисунок 1 – Расчетная схема двухдвигательного электропривода постоянного тока при последовательном соединении двигателей

На рисунке 1 приняты следующие обозначения:

U – напряжение, приложенное к якорной цепи электропривода, В;

$I_{\text{я}}$ – ток якорной цепи электропривода, А;

ω_{11} – угловая скорость якоря первого двигателя, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$;

ω_{12} – угловая скорость якоря второго двигателя, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$;

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$;

M_{y1} – первый упругий момент, Н·м;

M_{y2} – второй упругий момент, Н·м;

M_c – момент сопротивления электропривода, Н·м;

$R_{\text{я}}$ – сопротивление якорной цепи электропривода, Ом;

$L_{\text{я}}$ – индуктивность якорной цепи электропривода, Гн;

C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью электродвигателя и его ЭДС, $\frac{\text{В}\cdot\text{с.}}{\text{рад.}}$;

C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом двигателя, В·с;

J_1 – момент инерции якоря двигателя, $\text{кг}\cdot\text{м}^2$;

J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, $\text{кг}\cdot\text{м}^2$;

C_y – жесткость валопровода, $\frac{\text{Н}\cdot\text{м}}{\text{рад}}$.

Математическая модель электропривода представлена шестью уравнениями:

$$\begin{cases} U = C_e\omega_{11} + C_e\omega_{12} + R_{\text{я}}I_{\text{я}} + L_{\text{я}}pI_{\text{я}}; \\ C_M I_{\text{я}} = M_{y1} + J_1 p\omega_{11}; \\ C_M I_{\text{я}} = M_{y2} + J_1 p\omega_{12}; \\ M_{y1} + M_{y2} = M_c + J_2 p\omega_2; \\ M_{y1} = \frac{C_y}{p} \cdot (\omega_{11} - \omega_2); \\ M_{y2} = \frac{C_y}{p} \cdot (\omega_{12} - \omega_2). \end{cases}$$

При избавлении от упругих моментов:

$$\begin{cases} U = C_e\omega_{11} + C_e\omega_{12} + R_{\text{я}}I_{\text{я}} + L_{\text{я}}pI_{\text{я}}; \\ C_M I_{\text{я}} = \frac{C_y}{p} \cdot (\omega_{11} - \omega_2) + J_1 p\omega_{11}; \\ C_M I_{\text{я}} = \frac{C_y}{p} \cdot (\omega_{12} - \omega_2) + J_1 p\omega_{12}; \\ \frac{C_y}{p} \cdot (\omega_{11} - \omega_2) + \frac{C_y}{p} \cdot (\omega_{12} - \omega_2) = M_c + J_2 p\omega_2. \end{cases}$$

После преобразования система принимает вид:

$$\begin{cases} U = C_e\omega_{11} + C_e\omega_{12} + R_{\text{я}}I_{\text{я}} + L_{\text{я}}pI_{\text{я}}; \\ \omega_{11} = \frac{1}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot \omega_2 + \frac{\frac{C_M}{C_y}p}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot M_c; \\ \omega_{12} = \frac{1}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot \omega_2 + \frac{\frac{C_M}{C_y}p}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot M_c; \\ \frac{C_y}{p} \cdot \omega_{11} - \frac{C_y}{p} \cdot \omega_2 + \frac{C_y}{p} \cdot \omega_{12} - \frac{C_y}{p} \cdot \omega_2 = M_c + J_2 p\omega_2. \end{cases}$$

После избавления от угловых скоростей якорей двигателей:

$$\begin{cases} U = \frac{2C_e}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot \omega_2 + \frac{2 \cdot \frac{C_e C_M}{C_y} p}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot I_{\text{я}} + R_{\text{я}}I_{\text{я}} + L_{\text{я}}pI_{\text{я}}; \\ \frac{2 \cdot \frac{C_y}{p}}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot \omega_2 + \frac{2C_M}{\frac{J_1}{C_y}p^2 + 1} \cdot I_{\text{я}} = M_c + J_2 p\omega_2 + 2 \cdot \frac{C_y}{p} \cdot \omega_2. \end{cases}$$

Из второго уравнения системы следует, что

$$I_{\text{Я}} = \frac{1}{2C_{\text{М}}} \cdot \left[\frac{J_1 J_2}{C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + (2J_1 + J_2) \cdot p \right] \cdot \omega_2 + \frac{1}{2C_{\text{М}}} \cdot \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot M_{\text{с}}.$$

Подставим полученную зависимость в первое уравнение системы:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot \frac{1}{2C_{\text{е}}} \cdot U = \omega_2 + \frac{p}{2C_{\text{Y}}} \cdot \left[\frac{J_1 J_2}{C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + (2J_1 + J_2) \cdot p \right] \cdot \omega_2 + \\ & + \frac{p}{2C_{\text{Y}}} \cdot \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot M_{\text{с}} + \frac{R_{\text{Я}}}{2C_{\text{е}}} \cdot \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot \frac{1}{2C_{\text{М}}} \cdot \left[\frac{J_1 J_2}{C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + (2J_1 + J_2) \cdot p \right] \cdot \omega_2 + \\ & + \frac{R_{\text{Я}}}{2C_{\text{е}}} \cdot \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right)^2 \cdot \frac{1}{2C_{\text{М}}} \cdot M_{\text{с}} + \frac{L_{\text{Я}}}{2C_{\text{е}}} \cdot p \cdot \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot \frac{1}{2C_{\text{М}}} \cdot \left[\frac{J_1 J_2}{C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + (2J_1 + J_2) \cdot p \right] \cdot \omega_2 + \\ & + \frac{L_{\text{Я}}}{2C_{\text{е}}} \cdot p \cdot \left(\frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 + 1 \right)^2 \cdot \frac{1}{2C_{\text{М}}} \cdot M_{\text{с}}. \end{aligned}$$

После преобразования:

$$\begin{aligned} & \left\{ \frac{L_{\text{Я}} J_1 J_2}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}} C_{\text{Y}}} \cdot p^4 + \frac{R_{\text{Я}} J_1 J_2}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}} C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + \left[\frac{L_{\text{Я}} (2J_1 + J_2)}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} + \frac{J_2}{2C_{\text{Y}}} \right] \cdot p^2 + \frac{R_{\text{Я}} (2J_1 + J_2)}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} \cdot p + 1 \right\} \cdot \omega_2 = \\ & = \frac{1}{2C_{\text{е}}} \cdot U - \frac{R_{\text{Я}}}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} \cdot \left[\frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}} \cdot \frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + \frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 \left(\frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}} + 2 \cdot \frac{C_{\text{е}} C_{\text{М}}}{R_{\text{Я}} C_{\text{Y}}} \right) \cdot p + 1 \right] \cdot M_{\text{с}}. \end{aligned}$$

Передаточные функции двухдвигательного электропривода постоянного с упругими валопроводами соответственно по каналам управления и возмущения имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{\omega_2(p)}{U(p)} &= \frac{1}{2C_{\text{е}}} \cdot \frac{1}{\frac{L_{\text{Я}} J_1 J_2}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}} C_{\text{Y}}} \cdot p^4 + \frac{R_{\text{Я}} J_1 J_2}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}} C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + \left[\frac{L_{\text{Я}} (2J_1 + J_2)}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} + \frac{J_2}{2C_{\text{Y}}} \right] \cdot p^2 + \frac{R_{\text{Я}} (2J_1 + J_2)}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} \cdot p + 1}; \\ \frac{\omega_2(p)}{M_{\text{с}}(p)} &= \frac{R_{\text{Я}}}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} \cdot \frac{\frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}} \cdot \frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + \frac{J_1}{C_{\text{Y}}} \cdot p^2 \left(\frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}} + 2 \cdot \frac{C_{\text{е}} C_{\text{М}}}{R_{\text{Я}} C_{\text{Y}}} \right) \cdot p + 1}{\frac{L_{\text{Я}} J_1 J_2}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}} C_{\text{Y}}} \cdot p^4 + \frac{R_{\text{Я}} J_1 J_2}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}} C_{\text{Y}}} \cdot p^3 + \left[\frac{L_{\text{Я}} (2J_1 + J_2)}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} + \frac{J_2}{2C_{\text{Y}}} \right] \cdot p^2 + \frac{R_{\text{Я}} (2J_1 + J_2)}{4C_{\text{е}} C_{\text{М}}} \cdot p + 1}. \end{aligned}$$

Вариант 1

Если параметры электропривода равны:

$$J_1 = \frac{1}{8} J_2; L_{\text{Я}} = \frac{5}{256} \cdot \frac{R_{\text{Я}}^2 J_2}{C_{\text{е}} C_{\text{М}}}; C_{\text{Y}} = \frac{2048}{125} \cdot \frac{C_{\text{е}}^2 C_{\text{М}}^2}{R_{\text{Я}}^2 J_2},$$

то передаточная функция двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами по каналу управления имеет вид:

$$\frac{\omega_2(p)}{U(p)} = \frac{1}{2C_{\text{е}}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{1}{4} T p + 1 \right)^4},$$

где $T = \frac{5}{16} \cdot \frac{R_{\text{Я}} J_2}{C_{\text{е}} C_{\text{М}}}.$

При этом переходная характеристика электропривода имеет вид:

$$h(t) = \frac{1}{2C_{\text{е}}} \cdot \left[1 - \left(1 + 4 \cdot \frac{t}{T} + 8 \frac{t^2}{T^2} + \frac{32}{3} \cdot \frac{t^3}{T^3} \right) \cdot e^{-4 \frac{t}{T}} \right].$$

Если $C_{\text{е}} = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; C_{\text{М}} = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; R_{\text{Я}} = 10 \text{ Ом}; J_2 = 0,2 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$, то

$$J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; L_{\text{Я}} = 0,25 \text{ Гн}; C_{\text{Y}} = 2 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; T = 0,4 \text{ с}.$$

$$h_1(1) = \frac{2}{5} \cdot \left[1 - \left(1 + 10 \cdot t + 50 \cdot t^2 + \frac{500}{3} \cdot t^3 \right) \cdot e^{-10 \cdot t} \right].$$

При этом обеспечивается максимально возможное быстродействие системы при отсутствии перерегулирования по каналу управления.

Вариант 2.1

Если параметры электропривода равны:

$$J_1 = 0,024 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; L_{\text{Я}} = \frac{744}{3125} = 0,23808 \text{ Гн}; C_{\text{Y}} = \frac{1953125}{953312} \approx 2,0487783 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}, \text{ то переда-}$$

точная функция двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом по каналу управления имеет вид:

$$\frac{\omega_2(p)}{U(p)} = \frac{1}{2C_e} \cdot \frac{1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)^2}$$

где $T_1 = \frac{372}{3125} = 0,11904$ с; $T_2 = \frac{248}{3125} = 0,07936$ с.

$$h_2(t) = \frac{1}{2C_e} \cdot \left\{ 1 + \left[\frac{3T_2 - T_1}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1^2 - \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[\frac{T_2 - 3T_1}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_2^2 - \frac{T_2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} \right\}.$$

Вариант 2.2

Если параметры электропривода равны:

$$J_1 = 0,021 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; L_{\text{я}} = \frac{2541}{12500} = 0,20328 \text{ Гн}; C_y = \frac{3906250}{1771561} \approx 2,204976289 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}},$$

$$\text{то } T_1 = \frac{847}{6250} = 0,13552 \text{ с}; T_2 = \frac{363}{6250} = 0,05808 \text{ с}.$$

Вариант 2.3

Если параметры электропривода равны:

$$J_1 = 0,01875 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; L_{\text{я}} = \frac{57}{320} = 0,178125 \text{ Гн}; C_y = \frac{16000}{6859} \approx 2,33270156 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}},$$

$$\text{то } T_1 = \frac{57}{400} = 0,1425 \text{ с}; T_2 = \frac{19}{400} = 0,0475 \text{ с}.$$

Вариант 2.4

Если параметры электропривода равны:

$$J_1 = 0,016 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; L_{\text{я}} = \frac{464}{3125} = 0,14848 \text{ Гн}; C_y = \frac{62500000}{624974336} \approx 2,522569037 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}},$$

$$\text{то } T_1 = \frac{464}{3125} = 0,14848 \text{ с}; T_2 = \frac{116}{3125} = 0,03712 \text{ с}.$$

Анализ полученных результатов вычислений показывает: при уменьшении значений моментов инерции двигателей и выборе значений индуктивности якорной цепи электропривода и жесткости валопроводов, обеспечивающих наличие двух пар кратных корней характеристического уравнения системы, одна постоянная времени характеристического уравнения увеличивается, а вторая уменьшается. При этом увеличивается длительность переходного процесса в системе.

Вывод

Для обеспечения максимально возможного быстродействия при отсутствии перерегулирования по каналу управления в двухдвигательном электроприводе постоянного тока с упругими валопроводами рекомендуется – выбирать значения моментов инерции двигателей, индуктивности якорной цепи электропривода и жесткости валопроводов, при которых характеристическое уравнение системы имеет четыре кратных корня.

Литература

1. Ключев В.И. Ограничение динамических нагрузок электропривода. – М. : Энергия, 1971. – 320 с.

References

1. Klyuchev V.I. Ogranichenie dinamicheskikh nagruzok elektroprivoda. – M. : Energiya, 1971. – 320 p.

УДК 62

**ОПТИМАЛЬНЫЕ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММЫ ИЗМЕНЕНИЯ
УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА МЕХАНИЗМА
ДВУХДВИГАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА
С УПРУГИМИ ВАЛОПРОВОДАМИ**



**OPTIMAL IN TERMS OF SPEED CHANGE DIAGRAMS
OF THE ANGULAR VELOCITY OF THE ACTUATOR
OF TWO-MOTOR DC ELECTRIC DRIVE
WITH ELASTIC SHAFTS**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный технологический университет

Чупышев Михаил Алексеевич

студент,
Кубанский государственный технологический университет
artluchenk@yandex.ru

Аннотация. Разработана группа оптимальных по быстродействию диаграммы изменения угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами при малых и больших изменениях угловой скорости механизма. Определены области существования для каждой оптимальной по быстродействию диаграммы изменения угловой скорости исполнительного органа механизма.

Ключевые слова: двухдвигательный электропривод, оптимальная по быстродействию диаграмма, упругий валопровод.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Chupyshev Mikhail Alekseevich

Student,
Kuban State Technological University
artluchenk@yandex.ru

Annotation. A group of speed-optimal diagrams of changes in the angular velocity of the executive body of the mechanism of a double-motor electric drive of direct current with elastic shafting at small and large changes in the angular speed of the mechanism has been developed. The regions of existence for each optimal in terms of speed diagram of the change in the angular velocity of the executive body of the mechanism are determined.

Keywords: two-motor electric drive, optimal speed diagram, elastic shaft line.

Двухдвигательный электропривод постоянного тока при идентичности параметров двигателей и валопроводов целесообразно представить эквивалентным однодвигательным приводом. Для больших изменений угловой скорости исполнительного органа механизма предлагается диаграмма, приведенная на рисунке 1.

На рисунке 1 приняты обозначения:

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$,

$\omega_2^{(1)}$ – первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$,

$\omega_2^{(2)}$ – вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}$,

$\omega_2^{(3)}$ – третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}$,

$\omega_2^{(4)}$ – четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}$,

$\omega_{\text{нач}}$ – начальное значение угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$,

$\omega_{\text{кон}}$ – конечное значение угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$;

$\omega_{\text{доп}}^{(1)}$ – максимально возможное (допустимое) значение первой производной угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$;

$\omega_{\text{max}}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}$;

$\omega_{\text{max}}^{(3)}$ – максимальное значение третьей производной угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}$;

$\omega_{\text{max}}^{(4)}$ – максимальное значение четвертой производной угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}$;

t – время, с;

t_1 – длительность первого, третьего, пятого и седьмого этапов, с;

$2t_1$ – длительность второго и шестого этапов, с;

t_2 – длительность четвертого этапов, с.

Для данной диаграммы справедливы соотношения:

$$2C_M I_{\text{доп}} = M_c + (2J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(1)};$$

$$\omega_{\text{max}}^{(3)} = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1;$$

$$\omega_{\text{max}}^{(2)} = \omega_{\text{max}}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_{\text{доп}}^{(1)} = 2\omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 = 2\omega_{\text{max}}^{(4)} \cdot t_1^3;$$

$$T_{\text{ц}} = 8t_1 + t_2,$$

где C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом двигателя, В · с;

J_1 – момент инерции якоря двигателя, кг · м²;

J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м²;

$I_{\text{доп}}$ – максимально возможное (допустимое) значение тока якорной цепи электропривода, А;

$T_{\text{ц}}$ – длительности цикла, с.

Из полученных соотношений следует, что для параметров оптимальной по быстродействию диаграммы при больших изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом справедливы зависимости:

$$\omega_{\text{доп}}^{(1)} = \frac{2C_M I_{\text{доп}} - M_c}{2J_1 + J_2};$$

$$t_1 = \sqrt[3]{\frac{1}{2} \cdot \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

$$T_{\text{ц}} = \frac{\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} - \sqrt[3]{32 \cdot \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

Если $t_2 = 0$, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{гр}}$.

При этом

$$\omega_{\text{гр}} = \omega_{\text{доп}}^{(1)} \cdot \sqrt[3]{32 \cdot \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}.$$

Таким образом, оптимальная по быстродействию диаграмма при больших изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами применима при выполнении условия:

$$\omega_{гр.} \leq (\omega_{кон} - \omega_{нач}).$$

В данной работе рассмотрен двухдвигательный электропривод постоянного тока с упругими валопроводами, имеющий параметры:

$$C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; J_2 = 0,2 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; I_{доп} = 8 \text{ А};$$

$$\omega_{доп} = 160 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}; \omega_{\max}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}; M_c = 10 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где $\omega_{доп}$ – максимально возможное (допустимое) значение угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$.

При этом справедливы следующие значения:

$$\omega_{доп}^{(1)} = 40 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}; t_1 = 0,05 \text{ с}; \omega_{гр.} = 8 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}.$$

Если $\omega_{нач} = 0 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}$ и $\omega_{кон} = 8 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}$, то

$$t_1 = 0,05 \text{ с}; t_2 = 0 \text{ с}; T_{ц} = 0,4 \text{ с}; \omega_{\max}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}; \omega_{\max}^{(3)} = 8000 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}.$$

Если $\omega_{нач} = 0 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}$ и $\omega_{кон} = 160 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}$, то

$$t_1 = 0,05 \text{ с}; t_2 = 3,8 \text{ с}; T_{ц} = 4,2 \text{ с}; \omega_{\max}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}; \omega_{\max}^{(3)} = 8000 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}.$$

На рисунке 1 оптимальная по быстродействию диаграмма для двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами при изменении угловой скорости исполнительного органа механизма на

$$(\omega_{кон} - \omega_{нач}) = 28 \frac{\text{рад.}}{\text{с}}.$$

$$(t_1 = 0,05 \text{ с}; t_2 = 0,5 \text{ с}; T_{ц} = 0,9 \text{ с}; \omega_{\max}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}; \omega_{\max}^{(3)} = 8000 \frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}).$$

Если выполняется условие $\omega_{гр.} \geq (\omega_{кон} - \omega_{нач})$, то необходимо использовать оптимальную по быстродействию диаграмму при малых изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами, приведенную на рисунке 2.

На рисунке 2 приняты обозначения:

$\omega_{\max}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной угловой скорости исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$;

t_1 – длительность первого, третьего, четвертого и шестого этапов, с;

$2t_1$ – длительность второго и пятого этапов, с.

Для данной диаграммы справедливы соотношения:

$$\omega_{\max}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1;$$

$$\omega_{\max}^{(2)} = \omega_{\max}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_{\max}^{(1)} = 2\omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 = 2\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^3;$$

$$\omega_{кон} = \omega_{нач} + 4\omega_{\max}^{(1)} \cdot t_1 = \omega_{нач} + 8\omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^4;$$

$$T_{ц} = 8 t_1.$$

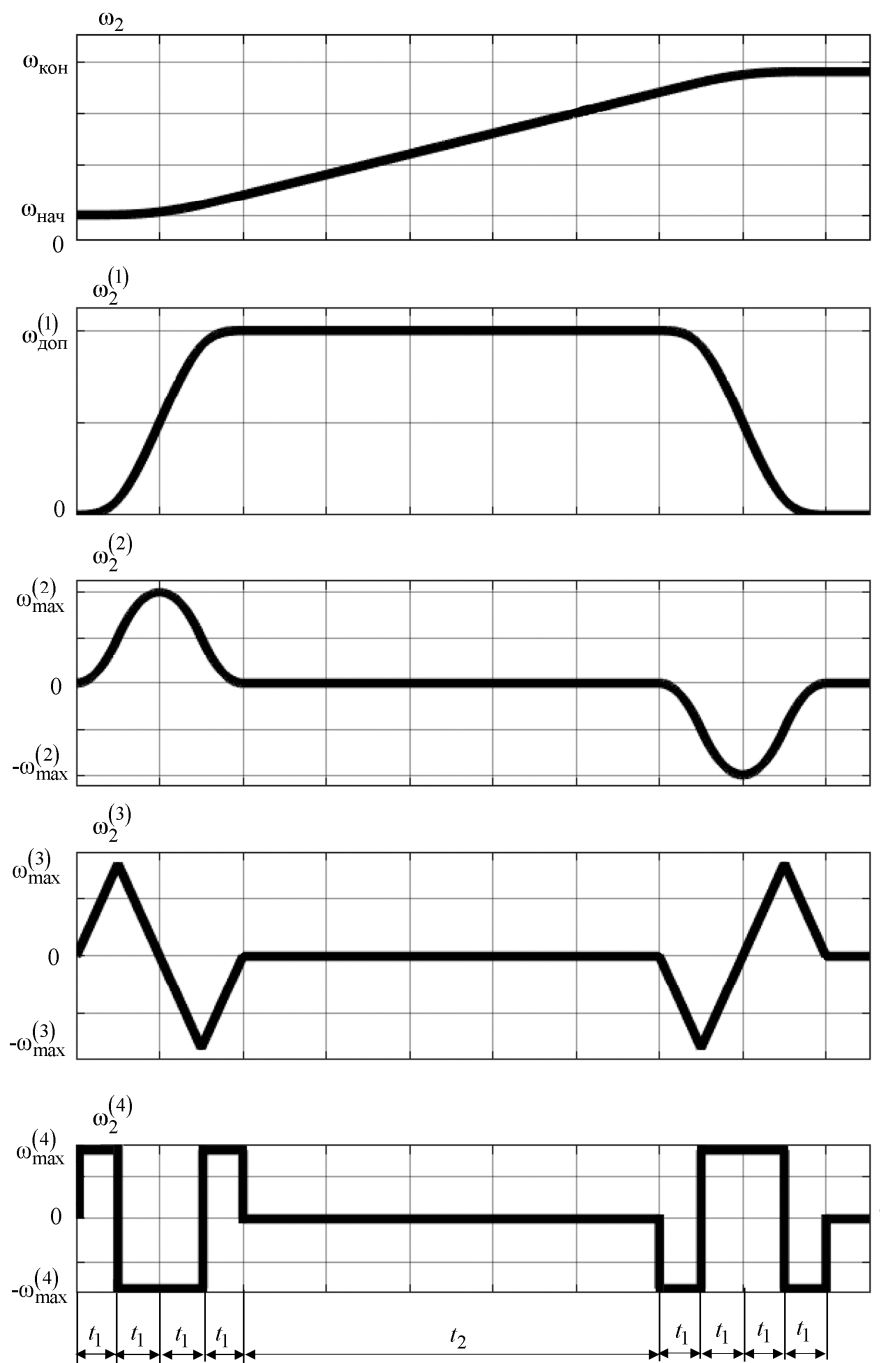


Рисунок 1 – Оптимальная по быстродействию диаграмма при больших изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами

Из этих соотношений следует, что для параметров оптимальной по быстродействию диаграммы при малых изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами справедливы зависимости:

$$t_1 = \sqrt[4]{\frac{1}{8} \cdot \frac{\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

$$T_{\text{ц}} = \sqrt[4]{512 \cdot \frac{\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}.$$

На рисунке 2 представлена оптимальная по быстродействию диаграмма для двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами при малых изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма на

$$(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = 0,5 \frac{\text{рад}}{\text{с}},$$

$$(t_1 = 0,025 \text{ с}; T_{\text{ц}} = 0,2 \text{ с}; \omega_{\text{max}}^{(1)} = 5 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{max}}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}; \omega_{\text{max}}^{(3)} = 4000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^4}).$$

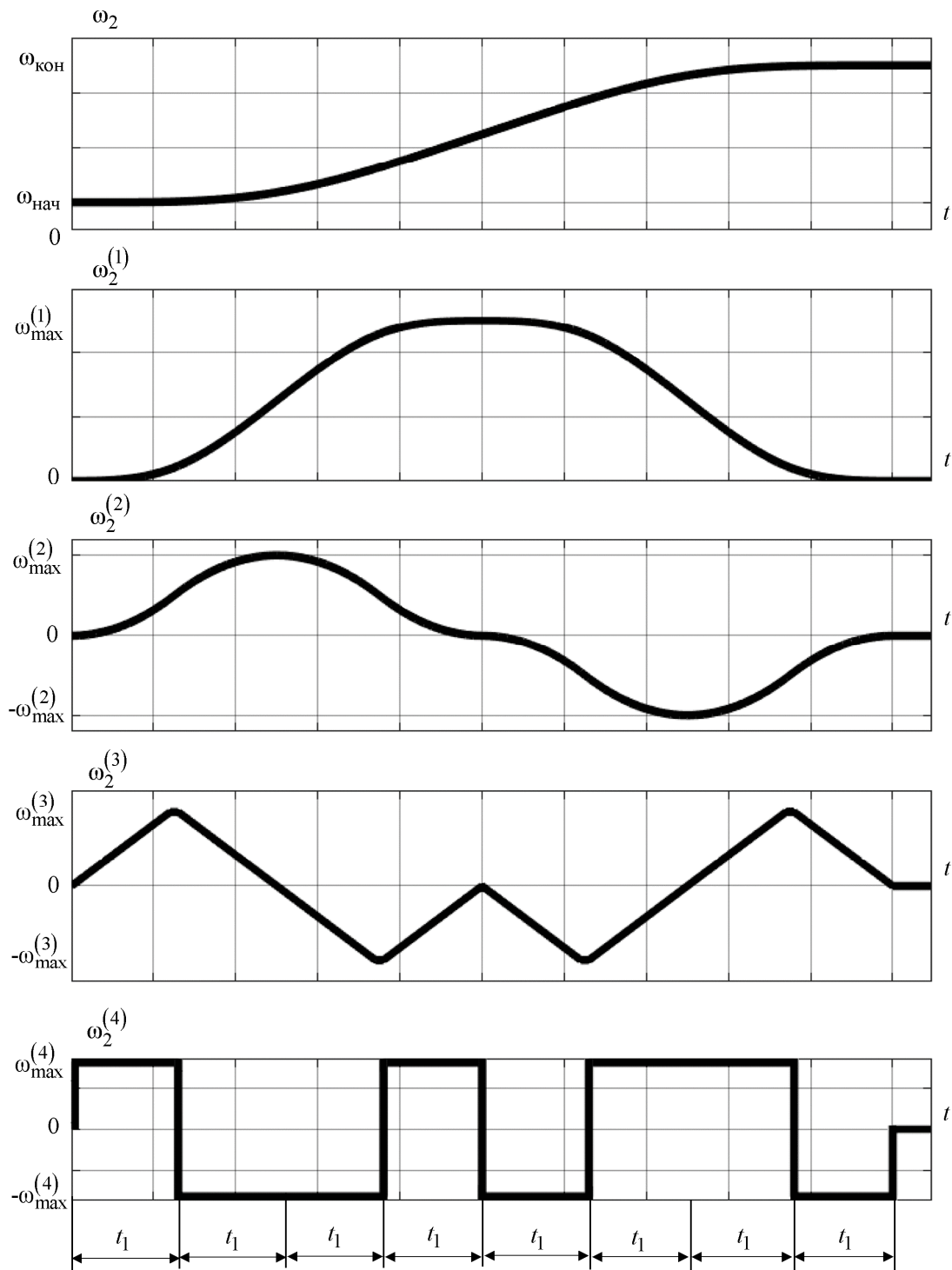


Рисунок 2 – Оптимальная по быстродействию диаграмма при малых изменениях угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами

Выводы

Разработана группа оптимальных по быстродействию диаграмм изменения угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами:

- при малых изменениях угловой скорости механизма, состоящая из шести этапов;
- при больших изменениях угловой скорости механизма, состоящая из семи этапов.

Определены области существования для каждой оптимальной по быстродействию диаграммы изменения угловой скорости исполнительного органа механизма двухдвигательного электропривода постоянного тока с упругими валопроводами.

УДК 621.31.004.18

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ С КОРОТКОЗАМКНУТОЙ ОБМОТКОЙ И ПАРАЛЛЕЛЬНЫМ СОЕДИНЕНИЕМ ПЕРВИЧНЫХ ОБМОТК БЕЗ УЧЕТА ИХ АКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ



IDENTIFICATION OF PARAMETERS OF A MULTI-PHASE VOLTAGE CONVERTER WITH A SHORT-CIRCUITED WINDING AND PARALLEL CONNECTION OF THE PRIMARY WINDINGS WITHOUT ACCOUNTING THEIR ACTIVE RESISTANCE

Коробейников Борис Андреевич

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный технологический университет

Печенкин Андрей Геннадьевич

старший преподаватель
кафедры электроснабжения промышленных предприятий,
Кубанский государственный технологический университет
andrph_66@mail.ru

Печёнкин Олег Андреевич

студент,
Кубанский государственный технологический университет
pchn257@mail.ru

Дауров Аслан Хизирович

студент,
Кубанский государственный технологический университет
daurov_001@icloud.com

Аннотация. В статье выполнена идентификация параметров обмоток многофазного преобразователя напряжения (МПН) с целью получения заданного сдвига магнитодвижущих сил (МДС) в сердечниках трансформаторов. Получено уравнение целевой функции для оптимизации параметров обмоток МПН по МДС. Проведен анализ погрешностей МДС по амплитуде и фазе в зависимости от заданного угла сдвига с учетом полученных коэффициентов оптимизации. Найдены параметры обмоток МПН без учета их активного сопротивления.

Ключевые слова: многофазный преобразователь напряжения, магнитодвижущая сила, короткозамкнутая обмотка, оптимизация, целевая функция.

Korobeinikov Boris Andreevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Pechenkin Andrey Gennadievich

Senior Lecturer of the Department
of Power Supply Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University
andrph_66@mail.ru

Pechonkin Oleg Andreevich

Student,
Kuban State Technological University
pchn257@mail.ru

Daurov Aslan Khizirovich

Student,
Kuban State Technological University
daurov_001@icloud.com

Annotation. The article identifies the parameters of the windings of a multiphase voltage converter (MPN) in order to obtain a given shift of magnetomotive forces (MDF) in the cores of transformers. Objective function equation for optimization of parameters of MPN windings according to MDS is obtained. The analysis of the errors of the MDS in terms of amplitude and phase is carried out depending on the specified shear angle, taking into account the obtained optimization coefficients. The parameters of the MPN windings are found without taking into account their active resistance.

Keywords: multiphase voltage converter, magnetomotive force, short-circuited winding, optimization, objective function.

Совершенствование электротехнических устройств релейной техники на основе многофазных преобразователей напряжения (МПН) с короткозамкнутой обмоткой является актуальной задачей. Методика, изложенная в работах [1, 2] позволяет определить параметры МПН в относительных единицах. За базовое значение индуктивности L_b принимаем величину индуктивности L_1 первичной обмотки W_1 трансформатора Tr_1 , соотношения между элементами схемы будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} L_1 &= L_b; \\ p_1 &= \frac{R_K}{\omega L_b}; \quad p_2 = \frac{W_2}{W_1}; \quad p_3 = \frac{W_K}{W_1}; \\ L_2 &= p_2^2 L_b; \\ L_K &= p_3^2 L_b; \\ M_{2K} &= \sqrt{L_2 \cdot L_K} = p_2 p_3 L_b. \end{aligned} \right\} . \quad (1)$$

Относительная МДС \dot{F}_2^* для МПН с короткозамкнутым витком от параметров p_1 , p_2 и p_3 , с учетом (1) определится следующим образом

$$\dot{F}_2^* = \frac{1}{p_2} + j \frac{p_3^2}{p_1 p_2}. \quad (2)$$

Заданный угол сдвига φ_F определим из (2):

$$\varphi_F = -\arctg\left(\frac{p_3}{p_2}\right). \quad (3)$$

Решением задачи идентификации параметров МПН является определение величин p_1 , p_2 и p_3 , которые позволят найти величины индуктивностей L_2 и L_K и активное сопротивление R_K короткозамкнутой обмотки W_K с учётом требуемого угла сдвига фаз φ_F [3].

Условия получения МДС равных по величине и сдвинутых на относительно друг друга на угол фаз φ_F записываются в виде:

$$\left. \begin{aligned} |\dot{F}_1| &= |\dot{F}_{2\Sigma}|; \\ \frac{\dot{F}_{2\Sigma}}{\dot{F}_1} &= k_F \cdot e^{j\varphi_F}, \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где \dot{F}_1 и $\dot{F}_{2\Sigma}$ – магнитодвижущие силы, создаваемые обмотками W_1 и W_2 с учетом короткозамкнутой обмотки W_K соответственно.

Учитывая выражения (2), (3) и (4) можно записать систему уравнений с следующим виде:

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{1}{p_2}\right)^2 + \left(\frac{p_3^2}{p_1 p_2}\right)^2 - 1 &= 0; \\ \frac{1}{p_2} - \cos \varphi_F &= 0; \\ \frac{p_3^2}{p_1 p_2} - \sin \varphi_F &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Для решения нелинейной системы уравнений (5) использовали оптимизационную функцию «fmincon» [4], из библиотеки программного комплекса Matlab. Соответственно целевая функция для идентификации параметров МПН при заданном угле сдвига фаз φ_F МДС будет иметь вид:

$$Q = k_1 \left[\left(\frac{1}{p_2}\right)^2 + \left(\frac{p_3^2}{p_1 p_2}\right)^2 - 1 \right]^2 + k_2 \left[\frac{1}{p_2} - \cos \varphi_F \right]^2 + k_3 \left[\frac{p_3^2}{p_1 p_2} - \sin \varphi_F \right]^2$$

$$\rightarrow \min ; \quad n_i < p_i < m_i, \quad i = 1 \dots 3.$$

где k_1 , k_2 и k_3 – весовые коэффициенты целевой функции;
 n_i и m_i – границы поиска локального минимума целевой функции для параметров p_1 ; p_2 и p_3 .

При определении минимума целевой функции Q на параметры m_i и n_i устанавливаются ограничения по условиям физической реализуемости и в процессе решения задачи оптимизации уточняются в целях скорейшего нахождения глобального минимума [5]. В результате учета ограничений физической реализуемости МПН были выбраны нижняя и верхняя границы коэффициентов оптимизации $n_1 = 5,25e-07$, $n_2 = 1,60$, $n_3 = 6,16e-04$ и $m_1 = 1,05e-06$, $m_2 = 2,40$, $m_3 = 6,16e-04$.

Определение целевой функции оптимизации (6) применялось для расчета параметров экспериментального образца МПН с индуктивностью базовой обмотки $L_b = 72,8871$ Гн (тороидальный магнитопровод ОЛ 40/64-30 с сердечником из материа-

ла ГМ440В, магнитной проницаемостью $\mu = 11000$ и числом витков $W_b = 1624$). Активным сопротивлением базовой обмотки, как и других обмоток пренебрегаем ($R_b = 0$).

Принимая значение сдвига фаз $\varphi_F = 30^\circ$, $\varphi_F = 45^\circ$, $\varphi_F = 50^\circ$ и $\varphi_F = 60^\circ$, с целью построения многофазной системы выходных напряжений выполнена оптимизация параметров МПН для МДС при фиксированном числе витков базовой обмотки W_b . Полученные коэффициенты оптимизации p_1 , p_2 , p_3 , значение целевой функции Q , угол сдвига фаз между МДС трансформаторов φ_F и относительная погрешность определения амплитуды по абсолютной величине $\Delta F_{1,2}$ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты оптимизации МПН

φ_F , град	p_1	p_2	p_3	Q	φ_F расч, град	$\Delta F_{1,2}$, %
36	5,1928e-06	1,2362	0,0019	1,8492e-08	36,0076	1,1813e-05
45	1,8983e-06	1,4201	0,0014	1,4084e-05	45,1983	6,5093e-04
50	2,6074e-06	1,5579	0,0018	1,2403e-06	50,0620	1,1848e-04
60	8,7564e-07	2,0000	0,0025	1,1901e-10	60,0002	-4,7239e-06

Исследования показали, что наибольшую чувствительность решение задачи оптимизации имеет к параметрам p_1 и p_3 . Проекция целевой функции Q на оси p_1 , p_2 и p_3 при $\varphi_F = 60^\circ$ изображены на рисунках 1 – 3.

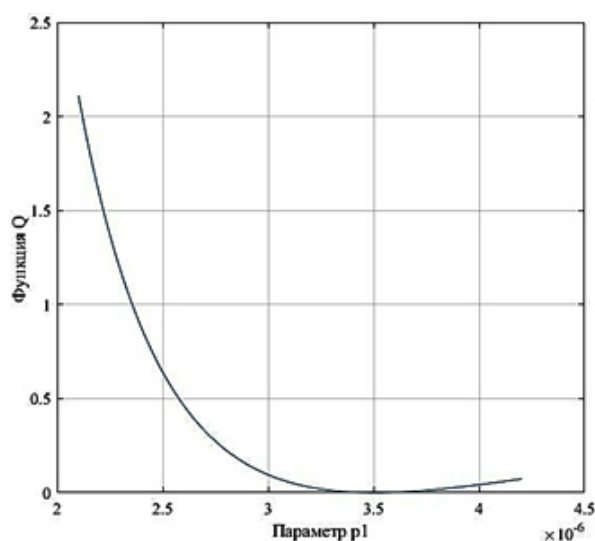


Рисунок 1 – График зависимости целевой функции Q от параметра p_1

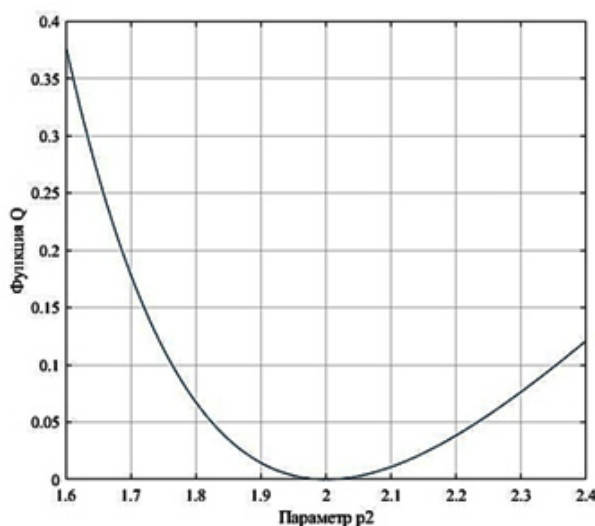


Рисунок 2 – График зависимости целевой функции Q от параметра p_2

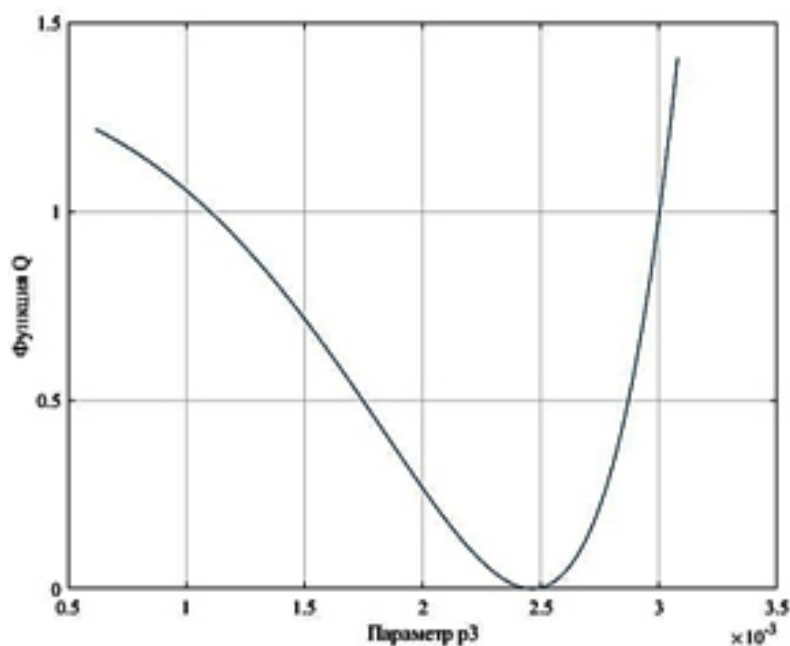


Рисунок 3 – График зависимости целевой функции Q от параметра p₃

Вывод

В результате проведенной оптимизации параметров МПН с короткозамкнутой обмоткой наиболее перспективным является формирование многофазной системы вторичных напряжений с углом сдвига фаз $\varphi_F = 60^\circ$, что подтверждают полученные результаты:

- искомые параметры оптимизации $p_1 = 8,7564e-07$; $p_2 = 2,00$; $p_3 = 0,0025$ при значении целевой функции $Q = 1,1901e-10$;

- угол сдвига фаз между МДС трансформаторов Tr_1 и Tr_2 составляет $\Delta\varphi = 60,0002$;

- относительная погрешность определения амплитуды МДС по абсолютной величине менее $4,7239e-06$.

При полученных параметрах p_1 , p_2 и p_3 рассчитаны оптимальные значения индуктивностей $L_2 = 291,5483$ Гн при числе витков $W_2 = 3248$ и $L_k = 4,4218e-04$ Гн и активное сопротивление $R_k = 0,0802$ Ом короткозамкнутой обмотки с числом витков $W_k = 4$ с учётом заданного угла сдвига фаз $\varphi_F = 60^\circ$.

Выявлено незначительное влияние дискретности витков первичных обмоток, и в связи с их малым воздействием на величину угла сдвига фаз МДС МПН.

Литература

1. Коробейников Б.А. Преобразователи с вращающимся магнитным полем в релейной защите электрических сетей: монография // ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 272 с.
2. Совершенствование резервной дистанционной защиты линий электропередачи за счёт применения в её составе измерительных органов на основе однофазно-многофазных преобразователей электрических сигналов / Б.А. Коробейников [и др.] // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2018. – № 5. – С. 55–60.
3. Идентификация параметров многофазного преобразователя тока для релейной защиты электрических сетей / Б.А. Коробейников [и др.] // ФГБОУ ВО «КубГТУ». – Краснодар : Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды Кубанского государственного технологического университета». – 2019. – № 4. – С. 272. – URL : <https://ntk.kubstu.ru/tocs/64>.
4. Алексеев Е.Р., Чеснокова О.В. Решение задач вычислительной математики в пакетах Machcad 12, Matlab 7, Maple 9. – М. : НТ Пресс, 2006. – 496 с.
5. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация: Пер. с англ. – М. : Мир, 1985. – 509 с.

References

1. Korobeinikov B.A. Converters with rotating magnetic field in relay protection of electric networks: monograph // FSBEU VO «KubGTU». – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 272 p.
2. Improvement of reserve remote protection of power lines due to the use of measuring bodies in its composition on the basis of single-phase multi-phase electrical signal transducers / B.A. Korobeinikov [et al.] // Proceedings of Higher Educational Institutions. Electromechanics. – 2018. – № 5. – P. 55–60.
3. Identification of parameters of multiphase current converter for relay protection of electric networks / B.A. Korobeinikov [et al.] // FGBOU VO «KubGTU». – Krasnodar : Electronic network polythematical journal «Scientific Proceedings of the Kuban State Technological University». – 2019. – № 4. – P. 272. – URL : <https://ntk.kubstu.ru/tocs/64>.
4. Alexeev E.R., Chesnokova O.V. The solution of computational mathematics problems in Machcad 12, Matlab 7, Maple 9 packages. – M. : NT Press, 2006. – 496 p.
5. Gill F., Murray W., Wright M. Practical optimization: Translated from English. – M. : World, 1985. – 509 c.

УДК 664.843

ПУТИ РАЗВИТИЯ КОНСЕРВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ
◆◆◆◆
WAYS OF DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN CANNING INDUSTRY

Алешкевич Ю.С.

Кубанский государственный технологический университет

Запорожский А.А.

Кубанский государственный технологический университет

Иванова Е.Е.

Кубанский государственный технологический университет

Касьянов Г.И.

Кубанский государственный технологический университет

Кожухова М.А.

Кубанский государственный технологический университет

Аннотация. Промышленное производство отечественной консервированной продукции имеет не только экономическую, но и социальную направленность. Организация выпуска консервированных первых и вторых обеденных блюд и поставка их на потребительский рынок, позволяет более рационально использовать затраты труда и времени в домашнем хозяйстве. Немаловажным обстоятельством является уникальная возможность использовать для производства консервов самые современные технологии и оборудование не доступные в условиях домашнего консервирования. Мягкие тепловые режимы обработки сырья под вакуумом, позволяют в максимальной мере сохранить полезные вещества в готовом продукте. В статье проанализированы цифры валовых сборов плодов и ягод, а также объемы производства консервированной продукции по годам. По утвержденной «дорожной карте» в России, до 2023 г., намечено максимально удовлетворить спрос на высококачественную плодово-ягодную продукцию.

Ключевые слова: плоды, овощи, валовый сбор, консервы, перспективы роста.

Aleshkevich Yu.S.

Kuban State Technological University

Zaporozhsky A.A.

Kuban State Technological University

Ivanova E.E.

Kuban State Technological University

Kasyanov G.I.

Kuban State Technological University

Kozhukhova M.A.

Kuban State Technological University

Annotation. Industrial production of domestic canned products has not only economic, but also social orientation. The organization of the production of canned first and second dinner dishes and their delivery to the consumer market allows for a more rational use of labor and time costs in the household. An important circumstance is the unique opportunity to use the most modern technologies and equipment not available in the conditions of home canning for the production of canned food. Soft thermal modes of processing raw materials under vacuum, allow to preserve useful substances in the finished product to the maximum extent. The article analyzes the figures of gross collections of fruits and berries, as well as the volume of production of canned products by year. According to the approved «road map» in Russia until 2023, it is planned to meet the demand for high-quality fruit and berry products as much as possible.

Keywords: fruits, vegetables, gross harvest, canned food, growth prospects.

В ыращиваемые в стране зернобобовые культуры, плоды и овощи являются основными поставщиками в организм человека белков, жиров, углеводов, антиоксидантов, витаминов, минеральных веществ и пищевых волокон. По мнению диетологов и врачей гигиенистов, входящие в состав растительного сырья каротиноиды, полифенолы, глюкозинолаты и фитостеролы, наряду с антиоксидантной активностью, обладают антирадикальными свойствами.

Долгие годы основным научным центром по разработке новых технологий и оборудования для консервной отрасли был Всероссийский НИИ консервной и овощесушильной промышленности (ВНИИКОП), который был создан 01.10.1930 г. в Краснодаре, а затем перебазирован в Москву. С 2014 г. эти функции выполняет Всероссийский НИИ технологии консервирования, ставший филиалом Федерального научного центра пищевых систем им. В.М. Горбатова. В ВНИИТеК работают опытные специали-

сты в области технологии консервирования сельскохозяйственного сырья. В работе Борченковой Л.А. с коллегами, проанализировано влияние органических кислот и пищевой соли на кислотность консервов [1].

Разработаны новые консервированные продукты с использованием плодово-овощного сырья [2]. Ряд исследователей уделяют внимание рациональному использованию вторичных ресурсов переработки плодов и овощей [3, 4]. Признанным лидером в производстве широкого ассортимента овощных консервов является Краснодарский край [5]. К продуктам повышенной пищевой ценности относятся консервированные зернобобовые культуры [6, 12]. С целью продления сроков хранения плодовоовощного и ягодного сырья с минимальным разрушением ценных компонентов, предложены технологии низкотемпературной сушки [7, 10].

Сотрудники КубГТУ много внимания уделяют вопросам проектирования консервных предприятий с использованием современных технологий и оборудования [8, 9]. Выполнены исследования по оценке физико-химических свойств плодов и овощей при хранении в охлажденном виде [11]. Весьма активно развивается направление по производству напитков на ягодной основе, с учетом экономической составляющей производства [13, 14]. Важной подотраслью консервной промышленности является производство консервов для детей, с использованием зерна, плодов, овощей и ягод [15]. Важной составной частью технологической обработки сырья является определение целесообразной нарезки сырья в виде соломки, кубиков или измельчение на крупной терке. Изучено влияние степени нарезки сырья на органолептические показатели [16].

Одним из наиболее эффективных антиоксидантов является ликопин – каротиноид, который содержится в томатах, томатопродуктах и придает им характерную красную окраску. Показано, что он обладает широким спектром физиологической активности: участвует в работе гормональной, иммунной систем, обмене холестерина и других. Установлено также, что усвояемость ликопина в томатах, подвергнутых технологической обработке (т.е. в томатном соке, пасте, пюре, соусах), выше, чем в свежих. Это относится также и другим представителям каротиноидов. Следовательно, консервированные продукты, изготовленные из томатов, моркови, тыквы, других каротинсодержащих плодов и овощей могут служить основными источниками этих ценных компонентов в рационах здорового питания.

Необходимо также отметить, что плоды и овощи как в свежем, так и в переработанном виде относятся к низкокалорийным продуктам, и их включение в диеты считается одним из способов борьбы с такими болезнями цивилизации, как повышенная масса тела и ожирение.

Таким образом, переработка на консервы плодов и овощей позволяет не только максимально сохранить выращенный урожай, но и обеспечить население в течение всего года малокалорийными продуктами, содержащими легкоусвояемые функциональные ингредиенты

Учитывая важную роль фруктов и овощей в организации здорового питания, а также в решении проблемы продовольственной безопасности страны, перед агропромышленным комплексом поставлена задача увеличения объемов их производства для потребления в свежем виде и для переработки.

Данные о валовых сборах плодов и ягод приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Валовые сборы плодов и ягод в хозяйствах всех категорий в 2013–2020 гг, тыс. тонн

Вид культуры	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 план
Плодово-ягодные насаждения – всего	2739,1	2779,6	2676,1	3055,6	2682,6	3337,0	3500,0	3550
в том числе: семечковые	1527,4	1596,6	1495,3	1725,9	1521,2	1997,5	2179,3	2200
косточковые	511,0	494,5	502,7	624,0	509,1	615,6	597,1	590
субтропические	14,8	15,5	16,8	20,8	17,8	20,0	19,7	19
ягодники	683,7	670,8	659,4	682,9	632,4	701,8	701,8	700

Как видно из таблицы, в указанный период отмечается рост производства сельскохозяйственной плодово-ягодной продукции в целом, а также по отдельным культурам. Валовой сбор плодов и ягод в стране превышает 3 млн т, тем не менее, существует дефицит качественной и недорогой продукции для производства соков.

По данным Росстата, структура площадей для выращивания плодов и ягод выглядит следующим образом (рисунок 1).

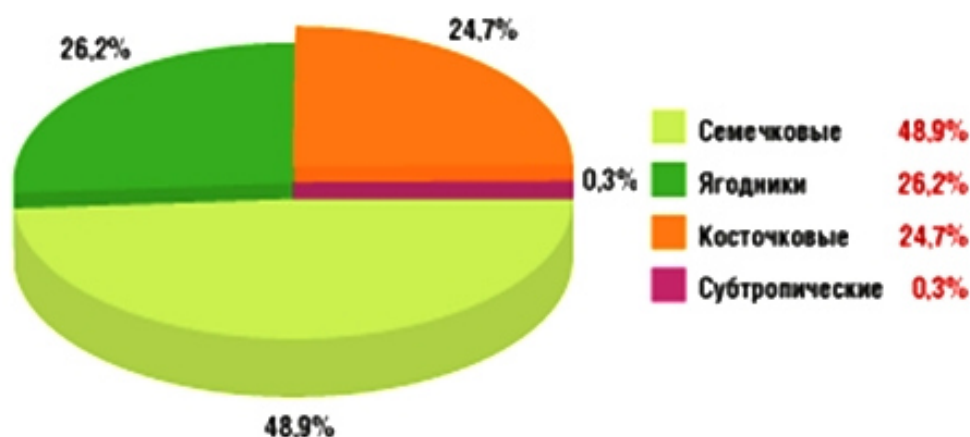


Рисунок 1 – Структура площадей для выращивания плодов и ягод в России, %

В силу климатических условий площади выращивания и валовые сборы субтропических культур небольшие, что обуславливает необходимость их ввоза из других стран.

По данным Экспертно-аналитического Центра агробизнеса по импорту в Россию ежегодно поступает около 5 млн т фруктов.

На рисунке 2 приведены объемы импорта фруктов в Россию, % от общего объема закупок.



Рисунок 2 – Объемы импорта фруктов в Россию, % от общего объема

На рисунке 3 показан ассортимент сырья, поступающего в Россию по импорту.

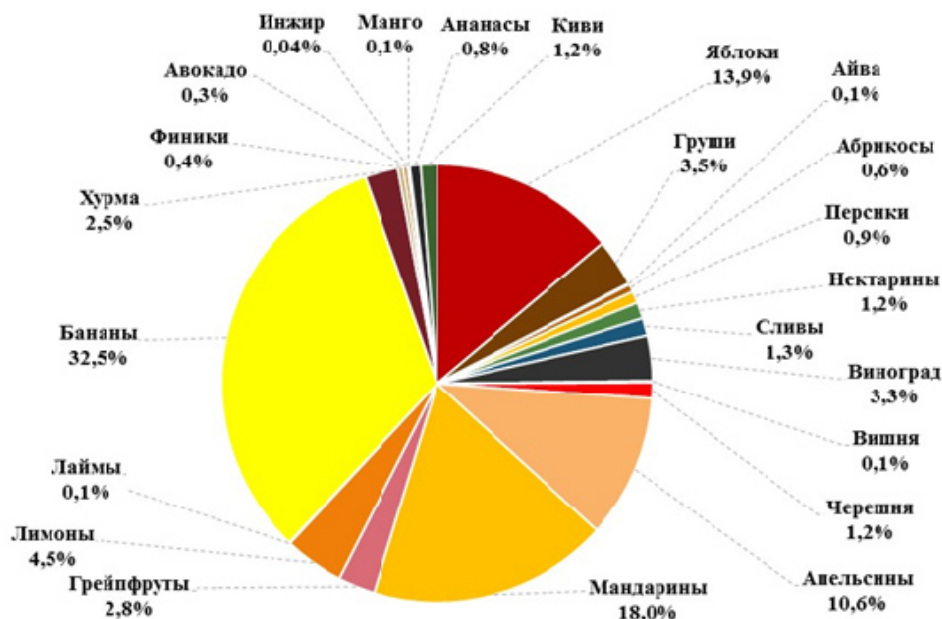


Рисунок 3 – Ассортимент сырья, поступающего в Россию по импорту

Срок естественного хранения плодов и овощей невелик, что предопределяет необходимость использовать разнообразные способы их консервирования. Изменение качественного состава сырья происходит под воздействием биохимических процессов, с участием ферментов и микроорганизмов. Для правильного выбора способа консервирования необходимо получить информацию о технологических свойствах сырья, как о живых биологических системах. Гарантией успеха является правильный подбор сортов и сортовой агротехники.

В большинстве регионов Российской Федерации имеются все необходимые ресурсы и условия для экологизации сырьевой базы плодоводства и овощеводства, обеспечивающих население продуктами питания с лечебно-профилактическими свойствами.

Большие перспективы имеет развитие органического плодоводства и овощеводства, с использованием биологических средств защиты и ограниченным применением средств химической защиты. Объектами органического овощеводства являются брокколи, кабачки, лук репчатый, морковь, огурцы, патиссоны, петрушка, сельдерей, с меньшими запросами на быстрорастворимые минеральные удобрения. К объектам органического плодоводства относятся семечковые плоды – яблони и груши, косточковые плоды – абрикос, вишня, слива, персик и черешня, ягодные культуры – земляника, крыжовник, малина, облепиха, смородина и черноплодная рябина.

Обеспечение консервных предприятий собственной сырьевой базой с получением высококачественного отечественного сырья является одной из приоритетных задач агропромышленного комплекса страны. Анализ основных направлений развития садоводства и овощеводства показал целесообразность создания специализированных предприятий и фермерских хозяйств. Необходимость перевода плодоовощной отрасли на инновационный путь развития обоснована в Постановлениях Правительства и приказах Минсельхоза РФ.

Одной из современных тенденций в развитии пищевых производств является глубокая переработка поступающего на предприятие сырья. При переработке плодов и овощей образуются довольно значительные количества отходов, которые следует рассматривать как вторичные сырьевые ресурсы.

Объемы производства плодоовощных консервов в последние десять лет приведены в таблице 3 (данные Росстата). Как видно, положительной динамикой характеризуются все виды консервов из овощей, картофеля и грибов, а также быстрозамороженной продукции.

Таблица 3 – Производство консервированных продуктов в 2010–2018гг.

Вид продукции	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Картофель переработанный и консервированный, тыс.т	119	133	163	187	147	159	164	181	245
Флодоовощная продукция замороженная, тыс.т	24,5	38,4	40,2	45,3	45,8	55,4	71,7	–	–
Соки фруктовые и овощные, муб	2784	2378	2629	2617	2612	1906	1596	1102	1235
Овощи и грибы, консервированные без уксуса, муб	658	785	787	891	1026	1232	1361	1193	1229
Овощи и грибы, консервированные с уксусом, муб	290	367	343	356	441	545	449	–	–
Нектары и другие напитки фруктовые, муб	2287	2752	2930	2843	2786	2494	2299	1239	1169

В то же время следует отметить снижение, начиная с 2015 года производства соков, нектаров и сокосодержащих напитков. Одной из возможных причин, сдерживающих производство плодовых консервов, является недостаток качественного сырья, предназначенного для переработки. В основе этой ситуации находится недостаточный уровень государственной поддержки садоводства, слабое выделение инвестиций в отрасль, одновременно с высокими капитальными затратами на закладку многолетних насаждений, а также низкое развитие рыночной инфраструктуры.

Большую озабоченность вызывает и тот факт, что значительная доля российского рынка плодовоовощных консервов контролируется зарубежными фирмами. Наиболее известными считается французская компания Bonduelle Group, и Le Groupe Cecab, две американские компании – General Mills, Inc. (TM Green Giant), компания Венгрии Globus Konzervipari Rt., компания Германии Lorado International GmbH. Каждая из этих компаний имеет определенный оборот на рынке. Так, например, французская фирма Bonduelle Group имеет собственное производство на Юге России. Значительный объем рынка контролируют вьетнамские, китайские и тайландские представители, продвигающие национальные фруктовые консервы.

На рисунке 4 приведен ассортимент плодовых консервов, производимых в России.

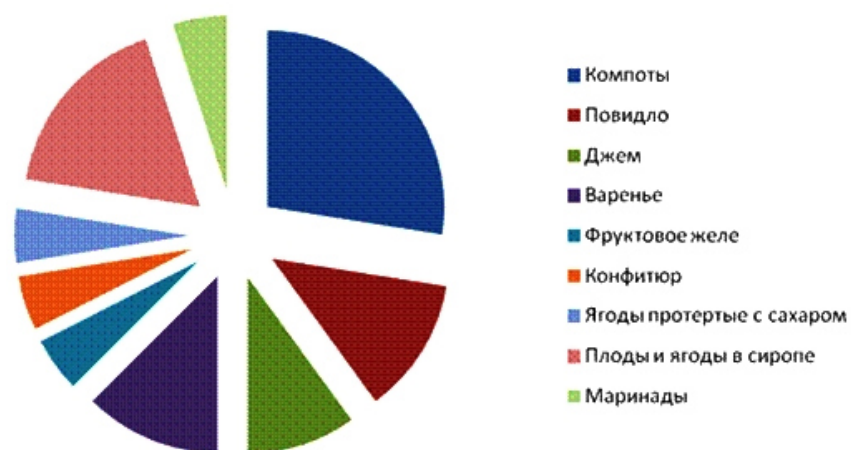


Рисунок 4 – Ассортимент плодовых консервов, производимых в России

Специфика сложившегося в настоящее время российского рынка плодовоовощных консервов заключается в сбалансированности производства и потребления продукции, изготовленной способами домашнего и промышленного консервирования. По оценке экспертов Росстата, почти 50 % домашних заготовок приходится на сельских жителей, владельцев дачных участков и индивидуальных предпринимателей. Это обстоятельство в определенной мере сдерживает развитие промышленного производст-

ва консервов. К домашним заготовкам относятся варенье, компоты, маринованные и соленые овощи, сухофрукты. Однако население городов-миллионников предпочитает потреблять консервы типа «Зеленый горошек» и «Сахарная кукуруза», изготовленные промышленным способом и с гарантией безопасности.

На рисунке 5 приведена диаграмма производства овощных консервов в России в 2019 г., тыс. т.



Рисунок 5 – Производство овощных консервов в России в 2019 г., тыс. т

Выпуск плодоовощных консервов неравномерно распределен на территории страны и за последние годы структура производства существенно не изменилась.

Географическая составляющая производства таких консервов сохранила лидером Центральный Федеральный округ, в котором сконцентрировано производство почти половины продукции российского рынка. В Южном Федеральном округе производится до 20 % плодоовощных консервов.

Очень неравномерно распределена выработка грибных и овощных консервов. Большая часть их выработки сосредоточена в ЮФО. В Центральном Федеральном Округе производят около 21 % таких консервов. Суммарный выпуск консервов в других регионах составляет 10,4 %. На рисунке 6 показаны объемы производства консервированных овощей и грибов по Федеральным округам.

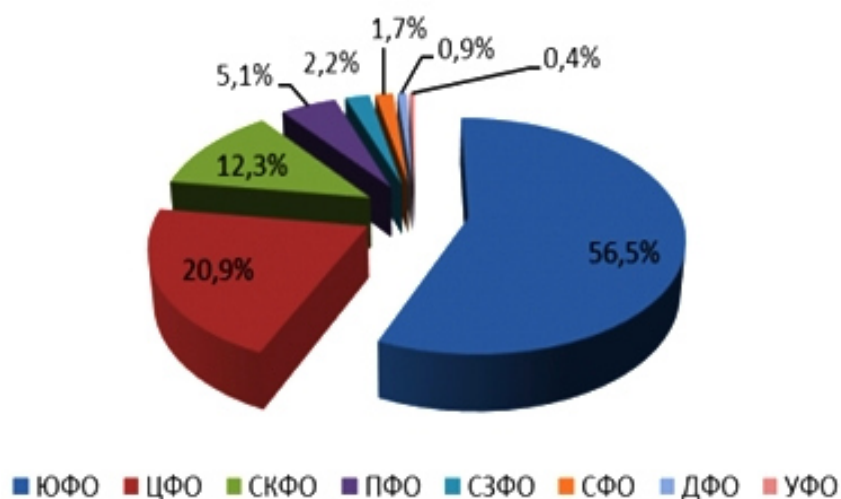


Рисунок 6 – Объемы производства консервированных овощей и грибов по округам

На рисунке 7 показаны темпы прироста производства консервированных овощей и грибов в России

Отраслевые научные и прикладные исследования: Производство, переработка и хранение сельскохозяйственной продукции

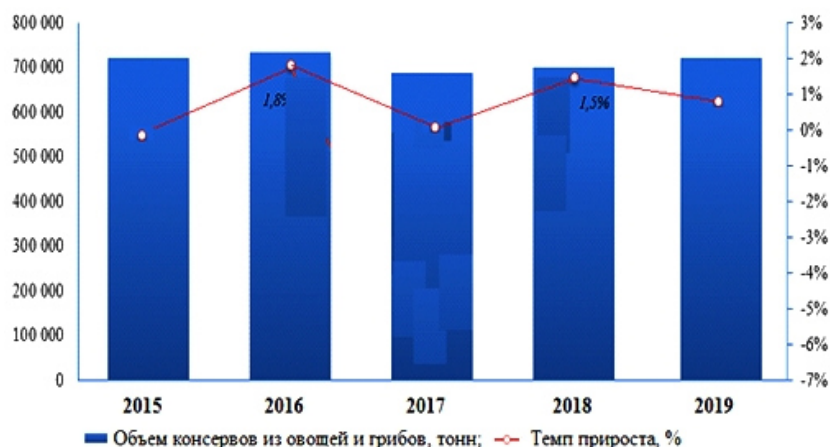


Рисунок 7 – Темпы прироста производства консервированных овощей и грибов в России



Рисунок 8 – Производство и потребление консервированных фруктов и овощей

Объемы и емкость рынка плодоовощных консервов

Реальные объемы потребления плодоовощных консервов определить трудно, так как не ведется точный учет консервов, производимых в домашних натуральных условиях из собственного выращенного сырья. По оценке экспертов BusinessStat годовое производство плодоовощных консервов в частных хозяйствах составляет до 1,5 млн т. В ассортимент домашних консервов входят маринованные и соленые огурцы, томаты, сладкий перец, салаты.

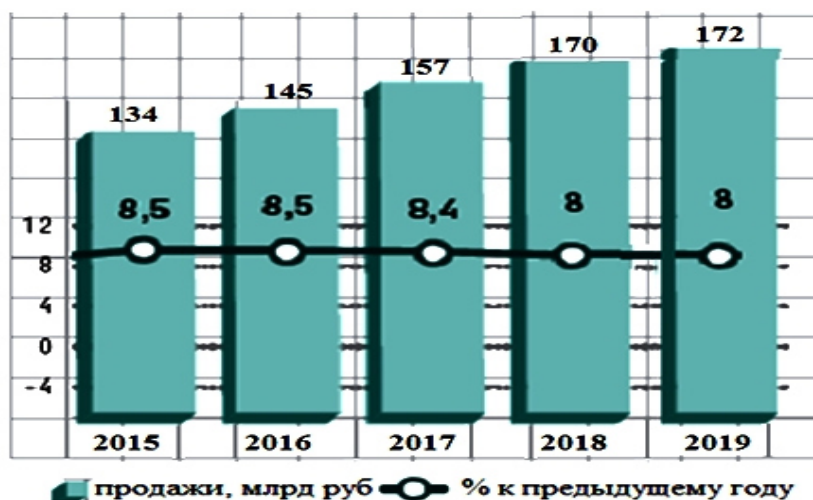


Рисунок 9 – Рынок консервированной продукции России

Так, после неурожайного 2010 года объем реализации продукции вырос на 78,8 %, в то время как производство выросло только на 46,7 %. По итогам 2016 г. объем реализации плодоовощной консервации составил 7767626 туб, что на 4,1 % больше, чем годом ранее.

При составлении баланса производства и реализации плодоовощной консервации становится очевидно, что при сохранении наметившихся тенденций производство не будет успевать за потреблением, как следствие, накопившиеся остатки прошлых лет будут снижаться, что благоприятно скажется на деятельности перерабатывающих предприятий.

По данным Экспертно-аналитического центра Агробизнеса, 75 % овощей производится в России, а 25 % за рубежом. Доля импортных фруктов составляет 80 %.

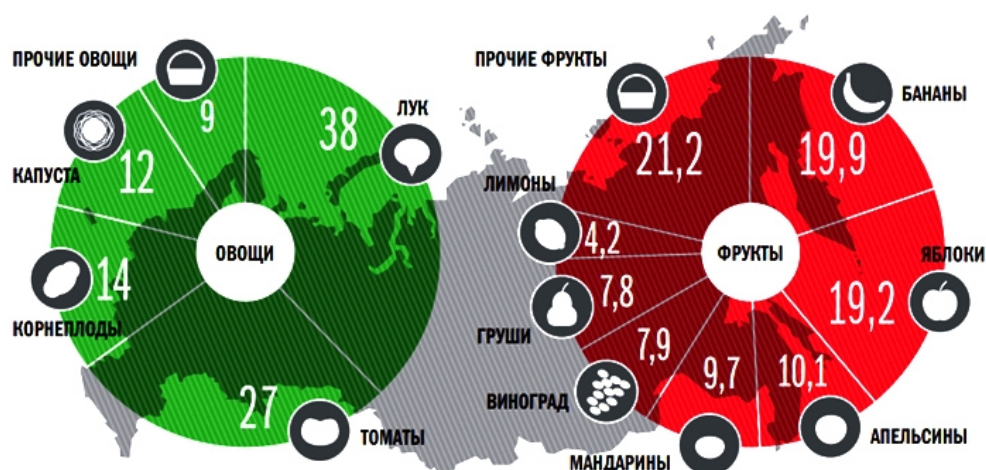


Рисунок 10 – Объемы переработки отечественных овощей (зеленый цвет) и импортных фруктов (красный цвет), %

К основному сегменту рынка относятся консервы из овощей и грибов, как одному из стабильно растущего сектора российского рынка. В таблице 4 приведены объемы рынка овощных и грибных консервов в 2019 году.

Таблица 4 – Размер рынка овощных и грибных консервов в 2019 году

Показатель	Значение
Объем российского производства, туб	1 169 447,38
Объем российского производства, т	467 778,95
Остатки на начало года, т	130 530,93
Остатки на конец года, т	100 504,31
Объем экспорта, т	37 438,3
Объем импорта, т	644 668,7
Общий объем рынка, т	1 105 035,97

Как видно из данных таблицы 4, общий объем рынка овощных и грибных консервов в 2019 году превысил 1 млн т.

Среди основных факторов рынка овощных и грибных консервов следует отметить:

- рост благосостояния населения, что позволяет приобретать готовую продукцию, произведенную промышленным способом;
- ускоряющийся ритм жизни и как следствие нехватка времени на приготовление домашних заготовок;
- широкий ассортимент овощных консервов, регулярное появление различных новинок, которые сложно приготовить в домашних условиях.

Из-за сложных погодных условий в 2020 году ожидается некоторое снижение производства плодов и ягод. Обеспеченность населения страны отечественными плодами и ягодами в 2019 г. составляла 40 %, по утвержденной «дорожной карте» до 2023 г. намечено максимально удовлетворить спрос на плодово-ягодную продукцию.

Литература

1. Анализ влияния различных концентраций органических кислот и NaCl на величину pH гетерогенных овощных консервов / Л.А. Борченкова [и др.] // Центральный научный вестник. – 2018. – Т. 3. – № 14 (55). – С. 34–38.
2. Дейслинг Д.И., Шелковская Н.К. Разработка новых продуктов консервирования – соусов с использованием плодового и овощного сырья // Вестник алтайской науки. – 2015. – № 1 (23). – С. 363–366.
3. Сравнительная характеристика плодовых и овощных выжимок как обогащающих сырьевых ингредиентов / Н.М. Дерканосова [и др.] // Технологии и товароведение сельскохозяйственной продукции. – 2019. – № 2 (13). – С. 7–13.
4. Исследование функционально-технологических свойств плодовых и овощных выжимок для обогащения хлебобулочных изделий / Н.М. Дерканосова [и др.] // Хлебопродукты. – 2016. – № 4. – С. 44–46.
5. Дубинина М.А., Филиппская Д.Д. Факторы, определяющие ассортимент производственных предприятий на рынке овощных консервов Краснодарского края // Проблемы современной экономики (Новосибирск). – 2015. – № 25. – С. 96–102.
6. Зернобобовые культуры в структуре функционального питания (фасоль зерновая и овощная, горох овощной, нут) / Н.Г. Казыдуб [и др.] // Бюллетень Государственного Никитского ботанического сада. – 2019. – № 133. – С. 157–167.
7. Технологии пищевых производств. Сушка сырья. Учебное пособие / Г.И. Касьянов [и др.] // Серия 76. Высшее образование (3-е изд., испр. и доп.). – М. : Издательство ЮРАЙТ, 2020. – 113 с.
8. Проектирование, строительство и инженерное оборудование консервных предприятий (плодоовощные, фруктовые и ягодные консервы) / Г.И. Касьянов [и др.] // Учебник для вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – 212 с.
9. Проектирование и строительство винодельческих предприятий с основами планирования и технологии отрасли / А.В. Кочерга [и др.]. – Краснодар : Экоинвест, 2020. – 541 с.
10. Медведев А.М., Касьянов Г.И., Бахмет М.П. Технология сухих завтраков на орехово-зерновой основе. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – 158 с.
11. Мурашев С.В., Шарагова Н.Н. Физико-химические свойства овощной и плодовой продукции и особенности ее хранения в охлажденном состоянии // Овощи России. – 2014. – № 1 (22). – С. 60–61.
12. Петров Н.Ю., Калмыкова Е.В., Калмыкова О.В. Разработка технологии приготовления овощных консервов повышенной пищевой ценности // Вестник Государственного аграрного университета Северного Зауралья. – 2015. – № 4 (31). – С. 57–63.
13. Программа для оптимизации рецептурного состава композиций хмелесодержащего напитка на ягодной основе / Г.И. Касьянов [и др.] // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2020611999, Заявка № 2020610922 . заявлено 03.02.2020. опубликовано 13.02.2020.
14. Программа для расчета стоимости хмелесодержащего напитка на ягодной основе / Г.И. Касьянов [и др.] // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2020612073, Заявка № 2020610924 . заявлено 03.02.2020. опубликовано 14.02.2020.
15. Продукция на зерновой основе с плодовыми, овощными и ягодными компонентами для детского питания / С.А. Урубков [и др.] // Ползуновский вестник. – 2018. – № 2. – С. 69–74.
16. Шанина Е.В. Подбор технологических параметров производства овощных консервов // Вестник КрасГАУ. – 2020. – № 5 (158). – С. 153–158.

References

1. Analysis of the effect of different concentrations of organic acids and NaCl on the pH value of heterogeneous canned vegetables / L.A. Borchenkova [et al.] // Central Scientific Herald. – 2018. – VOL. 3. – № 14 (55). – P. 34–38.
2. Daisling D.I., Shelkovskaya N.K. Development of new canning products - sauces using fruit and vegetable raw materials // Bulletin of Altai science. – 2015. – № 1 (23). – P. 363–366.

3. Comparative characteristic of fruit and vegetable squeeze as enriching raw ingredients / N.M. Derkanosova [et al.] // Technologies and commodity farming. – 2019. – № 2 (13). – P. 7–13.
4. Study of functional and technological properties of fruit and vegetable squeeze for enrichment of bakery products / N.M. Derkanosova [et al.] // Khleboprodukty. – 2016. – № 4. – P. 44–46.
5. Dubinina M.A., Filippovskaya D.D. Factors determining the assortment of production enterprises in the market of canned vegetables of Krasnodar region // Problems of Modern Economics (Novosibirsk). – 2015. – № 25. – P. 96–102.
6. Cereal legumes in the structure of functional nutrition (grain and vegetable beans, vegetable peas, chickpeas) / N.G. Kazydub [et al.] // Bulletin of the State Nikita Botanical Garden. – 2019. – № 133. – P. 157–167.
7. Technologies of food production. Drying of raw materials. Textbook / G.I. Kasyanov [et al.] // Series 76. Higher Education (3rd ed., revised and supplemented). – M. : Publishing house YURIGHT, 2020. – 113 p.
8. Design, construction and engineering equipment of canning plants (fruit and vegetable, fruit and berry canning) / G.I. Kasyanov [et al.] // Textbook for higher education institutions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 212 p.
9. Design and construction of wineries with the basics of planning and technology of the industry / A.V. Kocherga [et al.]. – Krasnodar : Ecoinvest, 2020. – 541 p.
10. Medvedev A.M., Kasyanov G.I., Bakhmet M.P. Technology of dry breakfasts on nut-grain basis. - Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 158 p.
11. Murashev S.V., Sharagova N.N. Physico-chemical properties of vegetable and fruit products and features of its storage in a chilled condition // Vegetables of Russia. – 2014. – № 1 (22). – P. 60–61.
12. Petrov N.Y., Kalmykova E.V., Kalmykova O.V. Development of technology for the preparation of canned vegetables of high nutritional value // Bulletin of the State Agrarian University of the Northern Trans-Urals. – 2015. – № 4 (31). – P. 57–63.
13. Program for optimization of the recipe composition of hop-containing drink compositions on a berry basis / G.I. Kasyanov [et al.] // Registration certificate for the computer program RU 2020611999, Application № 2020610922 . applied 03.02.2020. published 13.02.2020.
14. Program for calculation of the cost of berry-based hop-containing drink / G.I. Kasyanov [et al.] // Registration certificate for computer program RU 2020612073, Application № 2020610924. applied on 03.02.2020. published on 14.02.2020.
15. Grain-based products with fruit, vegetable and berry components for children's nutrition / S.A. Urubkov [et al.] // Polzunov Herald. – 2018. – № 2. – P. 69–74.
16. Shanina E.V. Selection of technological parameters for the production of canned vegetables // Bulletin of Krasnoyarsk State Agrarian University. – 2020. – № 5 (158). – P. 153–158.

УДК 664.8

ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ CO₂-ЭКСТРАКТОВ ИЗ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО СЫРЬЯ



POSSIBILITIES OF OBTAINING AND APPLYING CO₂-EXTRACTS FROM AGRICULTURAL RAW MATERIALS

Касьянов Г.И.

Кубанский государственный технологический университет

Магомедов А.М.

Кубанский государственный технологический университет

Медведев А.М.

Кубанский государственный технологический университет

Фомин С.В.

Кубанский государственный технологический университет

Ахмад Тауфик Мохаммад

Университет Тишрин, г. Латакия, Сирия

Аннотация. Использование сжиженного и сжатого диоксида углерода, как экстрагента ценных компонентов из растительного сырья, является актуальной технической задачей. В статье описаны особенности использования диоксида углерода в качестве экстрагента в докритическом состоянии при давлении от 5 до 7 МПа и температуре 15–25 °С. Благодаря низкой температуре экстракции и высокой скорости диффузии биологически активных компонентов сырья в растворитель, процесс докритической обработки растительного сырья признан наиболее технологичным по сравнению с традиционными способами извлечения ценных веществ из растительной матрицы – методами паровой отгонки, экстракции органическими растворителями, растительными маслами, глицерином и пропиленгликолем. Громадным преимуществом сжиженного диоксида углерода как растворителя, является возможность его полного удаления из мисцеллы и получение экологически чистого экстракта. Этот экстрагент селективен и не извлекает из сырья воска и смолы.

Ключевые слова: газожидкостная экстракция, диоксид углерода, CO₂-экстракты, растительное сырье, рецептуры.

Kasyanov G.I.

Kuban State Technological University

Magomedov A.M.

Kuban State Technological University

Medvedev A.M.

Kuban State Technological University

Fomin S.V.

Kuban State Technological University

Ahmad Tawfiq Mohammad

University of Tishrin, the City Latakia, Syria

Annotation. The use of liquefied and compressed carbon dioxide as an extractant of valuable components from plant raw materials is an urgent technical task. The article describes the features of using carbon dioxide as an extractant in the subcritical state at a pressure of 5 to 7 MPa and a temperature of 15–25 °C. Due to the low extraction temperature and high diffusion rate of biologically active components of raw materials into the solvent, the process of subcritical processing of plant raw materials is recognized as the most technologically advanced compared to traditional methods of extracting valuable substances from the plant matrix – steam distillation, extraction with organic solvents, vegetable oils, glycerin and propylene glycol. A huge advantage of liquefied carbon dioxide as a solvent is the possibility of its complete removal from the miscella and obtaining an environmentally friendly extract. This extractant is selective and does not extract wax and resin from raw materials.

Keywords: gas-liquid extraction, carbon dioxide, CO₂ extracts, vegetable raw materials, formulations.

Введение

Анализ научно-технической и патентной информации показал экспоненциальный рост числа информационных источников, связанных с получением пищевых добавок экстракционными способами. В России наибольший опыт освоения технологии получения CO₂-экстрактов имеют ученые и специалисты Краснодарской научно-педагогической школы по обработке сельскохозяйственного сырья сжиженными и сжатыми газами. История развития технологии и оборудования CO₂-экстракции начинает-

ся с советских времен, когда в Краснодарском НИИ пищевой промышленности, под руководством Пехова А.В., была разработана технологическая схема и создана экспериментальная лабораторная и опытно-промышленная установки по обработке сырья жидким диоксидом углерода. Одновременно, на экспериментальном заводе КНИИПП были смонтированы установки и получены партии некоторых видов CO_2 -экстрактов.

Промышленное производство таких экстрактов прекратилось в 1991 году, когда под лозунгом перестройки производители пищевых продуктов стали использовать для улучшения вкуса и аромата более дешевые синтетические ароматизаторы и олеорезины, негативно влияющие на здоровье человека. И только благодаря усилиям руководства ООО «Компания Караван» в Краснодаре было продолжено опытно-промышленное производство экстрактов, с использованием в качестве растворителя жидкого диоксида углерода.

Освоение техники и технологии газожидкостной экстракции непосредственно связано с конструированием новых аппаратов и систем замкнутого экстрагирования. Особый интерес представляет конструкция универсальных установок, позволяющих вести процесс извлечения ценных компонентов из сырья в суб- и сверхкритической области [1]. Для диоксида углерода критическими параметрами является давление 7,3 МПа и температура 31,1 °С.

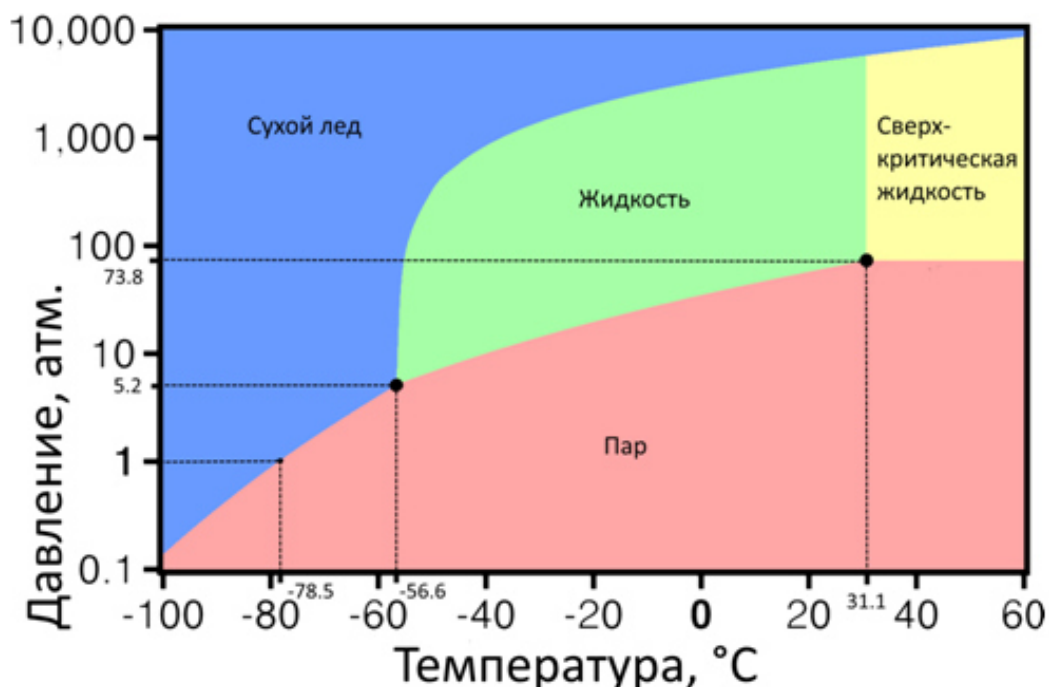


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма диоксида углерода

Как видно из данных рисунка 1, физическое состояние диоксида углерода зависит от давления и температуры и он может находиться в твердом, жидком и сверхкритическом состоянии. Эту особенность CO_2 , как растворителя, используют в экстракционных технологиях.

В роли экстрагента диоксид углерода может использоваться для извлечения и рафинации жирных масел [2]. Возможность проведения процесса экстракции в докритическом режиме, при плюсовых комнатных температурах, позволяет полностью сохранять в составе экстрактов биологически активные вещества [3]. На рисунке 2 приведена схема воплощения идеи CO_2 -экстракции до внедрения.



Рисунок 2 – Схема воплощения идеи CO₂-экстракции до внедрения

Совмещенный способ переработки масличного сырья, типа «прессование-экстрагирование», позволяет повысить выход масла [4]. Шрот, остающийся после выделения из сырья CO₂-экстрактивных веществ, содержит достаточно много водорастворимых веществ и может быть использован для получения напитков [5]. К показателям безопасности CO₂-экстрактов относится степень их растворимости в растительном масле и этиловом спирте, количество эфирных масел и нежировых примесей, показатели окисленности и микробиологическое состояние [6].

Краснодарская фирма ООО «НПП Плазма К», запатентовала оригинальные установки для получения CO₂-экстрактов [7, 8]. Доказана эффективность получения и применения пищевых добавок в форме CO₂-экстрактов, для обогащения разнообразных пищевых продуктов [9, 13, 17, 20].

Выполнен анализ оценки эффективности процесса газожидкостной экстракции с использованием правил системного анализа [10, 11]. Важным преимуществом комплексных CO₂-экстрактов является высокая антиоксидантная активность, позволяющая продлить срок хранения обогащенных продуктов питания [12].

Исследования в области интенсификации процесса извлечения целевых компонентов из пряно-ароматического сырья, позволили повысить уровень возможностей экстракционных технологий [14–16].

В КубГТУ, на кафедре «Технология продуктов питания животного происхождения», выполняются исследования по использованию CO₂-шротов зернового и орехового сырья для изготовления сухих завтраков [18]. Этот вид продукции в последние годы стал занимать значительный сегмент рынка.

В нашей стране и мировой практике продолжают ранее начатые исследования по теоретическому обоснованию кинетических зависимостей тепломассообменных процессов, происходящих в период суб- и сверхкритической экстракции [19, 21].

Цель исследований заключалась в обосновании рациональной технологии режимов CO₂-экстракции в зависимости от видов обрабатываемого сырья и назначения полученных экстрактов для повышения пищевой и биологической ценности продуктов питания.

Достижение поставленной авторами цели оказалось возможным с помощью решения задач по оценке экстракционных свойств диоксида углерода в различных фазовых состояниях, выбора видов сырья для получения экстрактов целевого назначения, подбора экстракционного оборудования, исследования физико-химических свойств полученных экстрактов и обогащенных ими продуктов.

При выполнении исследований применялись методы математического планирования и системного анализа. Оценку качественного состава сырья, экстрактов и обо-

гащенных продуктов питания осуществляли методами газохроматографического анализа, тонкослойной хроматографии и спектрометрического анализа.

Теоретическое обоснование процесса массопереноса фенолсодержащих частиц растительного сырья в присутствии сжиженных и сжатых газов, дано с использованием уравнения Колмогорова.

Проанализируем термодинамические процессы, происходящие в CO₂-экстракторе. Изменение концентрации экстрагируемого вещества в цилиндрическом экстракторе радиусом R можно описать уравнением Фурье-Кирхгофа

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \omega \frac{\partial C}{\partial z} = \frac{D}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C}{\partial r} \right), \quad (1)$$

где t – время; r, z – радиальная и продольная координаты; D – коэффициент радиальной (поперечной) диффузии; ω – скорость течения в колонне.

В случае пульсирующего течения в колонне скорость течения наряду с постоянной составляющей будет иметь периодическую

$$\omega = \omega_0 (1 + A \cos \omega t) \quad (2)$$

В (2) форма импульса принята косинусоидальной. Вопрос о влиянии формы импульса на интенсивность процесса и о выборе оптимальной формы имеет особое значение.

При переходе в (1) к безразмерным координатам применяются преобразования

$$\begin{aligned} \tau = F_0 = \frac{t_v}{R^2 Pr_D} = \frac{Dt}{R^2}; \quad X = \frac{1}{Pe_D} \frac{z}{R}; \\ \rho = \frac{r}{R}; \quad Pe_D = \frac{2R\omega_0}{D}; \quad Sh = \frac{wA}{\omega_0} \end{aligned} \quad (3)$$

где t – температура, $F_0 = \frac{a_0 \tau}{v^2}$ – число Фурье, v – плотность несущей среды.

В качестве граничных условий могут быть приняты в общем случае условия первого – третьего рода. Следует отметить условия, специфичные для данной задачи. К ним относится условие непроницаемости стенок аппарата

$$\left. \frac{\partial C}{\partial r} \right|_{r=R} = 0, \quad (4)$$

а также условие симметрии поля концентрации на оси аппарата

$$\left. \frac{\partial C}{\partial r} \right|_{r=0} = 0, \quad (5)$$

Можно также указать начальное условие

$$C(r, z, 0) = C_0 \quad (6)$$

и условие первого рода в начальном сечении на входе $C(r, 0, \tau) = C_n$ или выходе $C(r, l, \tau) = C_B$ (здесь l – длина экстрактора). В общем случае последнее условие можно записать в виде:

$$C(r, 0, \tau) = \varphi(\tau), \quad (7)$$

что представляет концентрацию вещества как функцию времени.

Выявлена связь между комплексами классических критериев и уравнением пульсирующей экстракции:

$$Nu_D = f(Pe_D, Re_n, Re_0, Sh, F_0, Pr_D), \quad (8)$$

где Nu_D, Pe_D, Sh, F_0 и Pr_D – соответственно критерии Нуссельта, Прандтля, Пекле,

Струхалея, Re_n , Re_0 и Фурье – критерии Рейнольдса, вычисленные по пульсационной и средней расходной скорости потока жидкости. Имея в виду, что $Sh = Re_n / Re_0$, один из критериев Re_n , Re_0 или Sh может быть исключён из (8).

Таким образом, при пульсационной экстракции веществ в системе «твёрдое тело-жидкость», возрастает D и интенсифицируется гидродинамическая возможность экстракционной колонны.

Процесс обработки сырья жидким диоксидом углерода организован при температуре от 10° до 30°С и давлении от 4499 кПа до 7211 кПа.

На рисунке 3 приведена традиционная схема установки для докритического экстрагирования компонентов из растительного сырья.

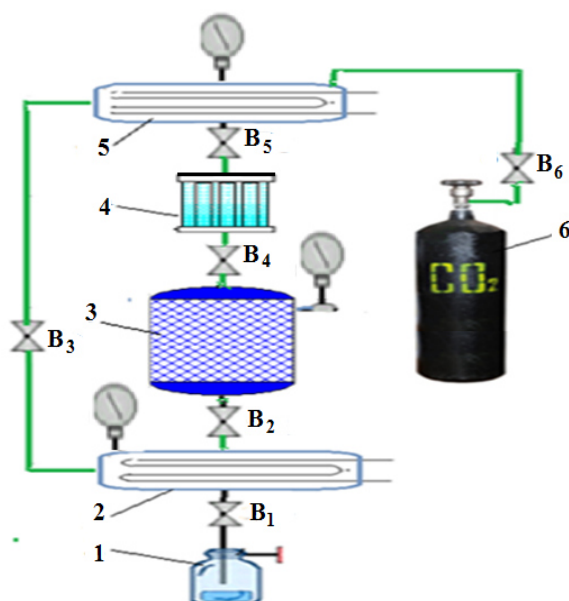


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки для субкритического экстрагирования:
 1 – сборник экстракта, 2 – испаритель, 3 – экстрактор,
 4 – емкость для жидкого растворителя,
 5 – конденсатор, 6 – баллон с CO_2 , B_1 – B_6 -вентили

На рисунке 4 приведена принципиальная схема сверхкритического экстрагирования.

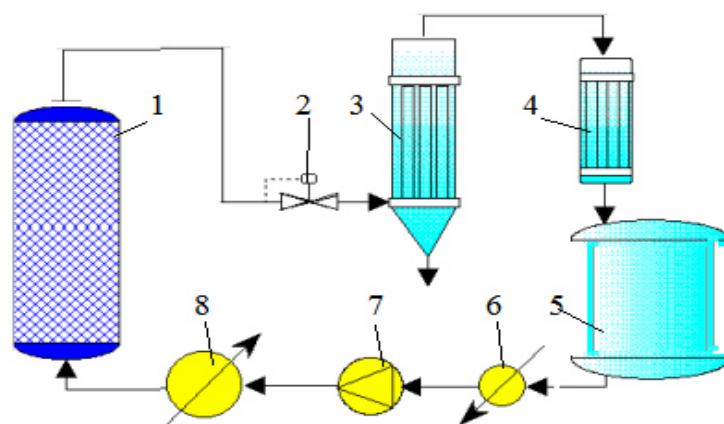


Рисунок 4 – Принципиальная схема сверхкритического экстрагирования:
 1 – СК CO_2 -экстрактор, 2 – редуктор, 3 – епаратор;
 4, 6, 8 – теплообменники, 5 – сборник растворителя,
 7 – насос ВД

На рисунке 5 приведена структурная схема организации процесса CO_2 -экстракции.

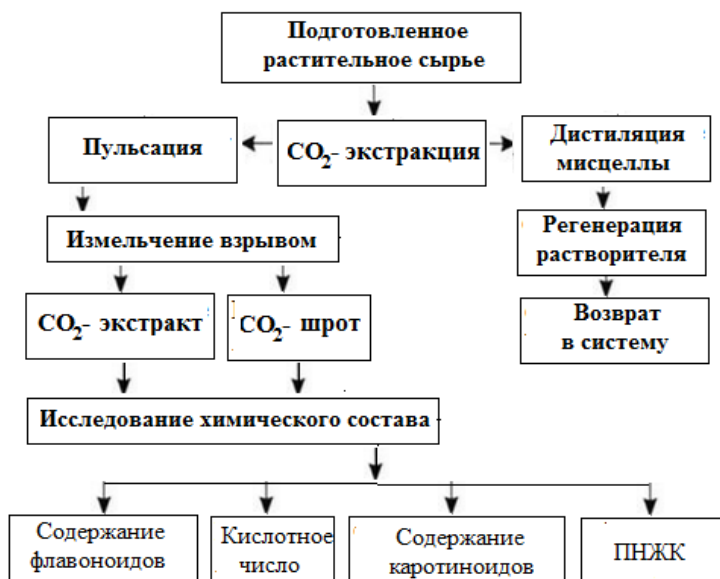


Рисунок 5 – Структурная схема организации процесса CO_2 -экстракции

На рисунке 6 приведена аппаратная схема получения экстрактов в субкритическом режиме.

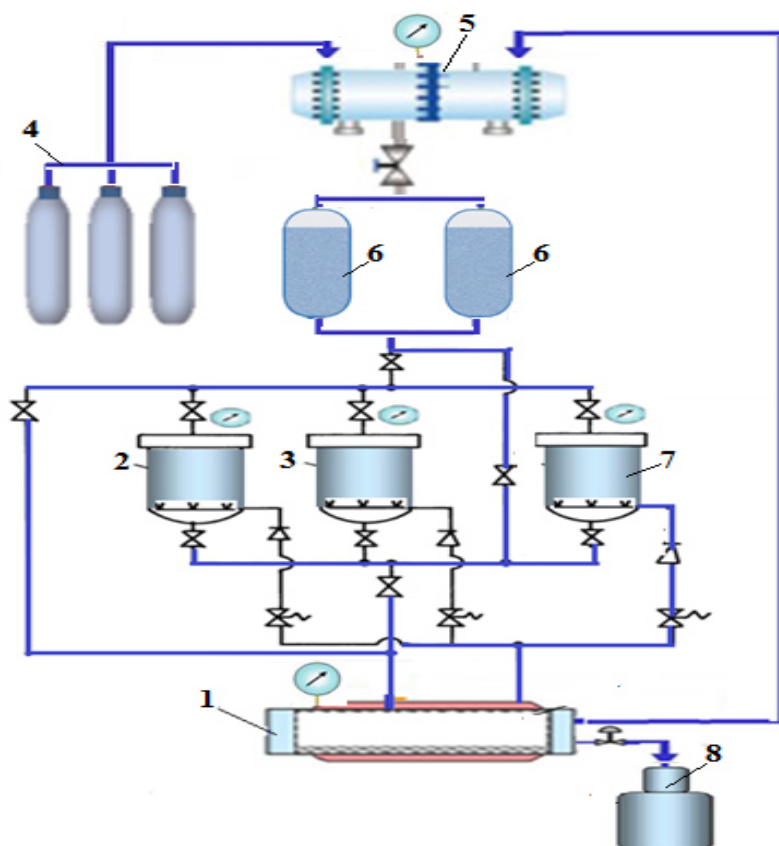


Рисунок 6 – Аппаратурная схема субкритической экстракционной установки:
1 – испаритель; 2, 3 – экстракторы, 4 – рампа с баллонами CO_2 ,
6 – емкости-накопители жидкого CO_2 ,
7 – пульсатор, 8 – сборник экстракт

Объектами исследований выбраны актинидия, облепиха, унаби и шиповник. В таблице 1 приведены технологические режимы CO₂-экстракции.

Таблица 1 – Технологические режимы CO₂-экстракции

Показатели	Актинидия	Облепиха	Унаби	Шиповник
Продолжительность процесса экстракции, мин	90	110	90	120
Давление, кПа	5729	6004	5729	6004
Частота пульсаций, ед/мин	3	3	3	3
Время слива мисцеллы, мин	12	15	12	20
Температура шрота, °С	20	22	20	22
Выход экстракта, %	4	12	5	8
Потери CO ₂ , кг/кг	0,2	0,5	0,2	0,5

Как видно из данных таблицы 1, выбранные для исследований плоды проходят сравнительно небольшой период экстракционной обработки от 90 до 120 мин., что удалось достичь благодаря предварительной сушке и экструзионной подготовке сырья, а также пульсационного режима экстракции. В таблице 2 приведена товароведная характеристика CO₂-экстрактов актинидии, облепихи, унаби и шиповника.

Таблица 2 – Товароведная характеристика CO₂-экстрактов

Наименование CO ₂ -экстрактов	Выход, %	Стоимость 1 кг/руб	Кислотное число, мг КОН/г	Массовая доля каротиноидов % x 10 ⁻³ :	Массовая доля флавоноидов % x 10 ⁻³ :
Актинидия	4	2300	8,4 ± 0,05	132	145
Облепиха	12	4200	19,2 ± 0,05	456	160
Унаби	5	2500	9,2 ± 0,05	110	153
Шиповник	8	3500	16,10 ± 0,05	425	180

В таблице 3 приведена информация о массовой доли жирных кислот в CO₂-экстрактах, в % к сумме жирных кислот.

Таблица 3 – Массовая доля жирных кислот в CO₂-экстрактах

Жирная кислота	Актинидия	Облепиха	Унаби	Шиповник
Арахидиновая	0,19	0,13	0,13	0,18
Бегеновая	0,04	0,03	0,02	0,06
Лигноцеридовая	0,08	0,09	0,06	0,23
Линолевая	64,63	68,09	70,87	69,8
Линоленовая	0,52	0,43	0,41	0,45
Миристиновая	0,07	0,04	0,03	0,05
Олеиновая	20,67	19,8	17,46	18,1
Пальмитиновая	10,07	7,81	7,55	7,48
Пальмитолеиновая	0,20	0,19	0,12	0,07
Стеариновая	3,38	3,22	3,13	3,39
Эйкозеновая	0,14	0,17	0,22	0,18
Эруковая	0,01	–	0,01	

Как видно из данных таблицы 3, в СО₂-экстрактах находится целый набор заменимых и незаменимых жирных кислот.

В таблице 4 приведена оценка антиоксидантных и антирадикальных свойств экстрактов из сухих плодов актинидии, облепихи, унаби и шиповника.

Таблица 4 – Сравнительная оценка антиоксидантных и антирадикальных свойств экстрактов

СО ₂ -экстракты	Фенолы, мг/100 г	Флавоно-иды, мг/100 г	β-каротин, мг/100 г	Антирадикальная активность, мг/мл	Антиоксидантная активность, % ингибирования
Актинидии	250,0 ± 4,3	82,0 ± 1,5	1,9 ± 0,05	95,0 ± 0,9	65,4 ± 1,3
Облепихи	390,0 ± 5,5	86,0 ± 1,5	4,3 ± 0,06	126,0 ± 0,4	72,6 ± 1,8
Унаби	225,0 ± 3,5	94,0 ± 1,6	1,1 ± 0,05	87,0 ± 0,5	52,4 ± 1,2
Шиповника	345,0 ± 5,5	81,0 ± 1,5	3,3 ± 0,06	113,0 ± 0,4	70,3 ± 1,8

Установлена высокая антиоксидантная и антирадикальная активность СО₂-экстрактов. Благодаря высокому содержанию незаменимых ценных веществ СО₂-экстракты являются природными антиоксидантами и рекомендуются для обогащения химического состава мясных и рыбных продуктов.

После удаления из сырья СО₂-экстрактивных веществ, остаются СО₂-шроты, представляющие собой углеводно-белково-липидную пищевую добавку.

В таблице 5 приведена товароведная характеристика СО₂-шротов.

Таблица 5 – Товароведная характеристика СО₂-шротов

Показатели	Наименование шрота из сырья после удаления СО ₂ -экстрактивных веществ			
	актинидия	облепиха	унаби	шиповник
Сырой протеин, г	5,1	4,5	7,1	7,2
Перевариваемый протеин, г	2,5	2,7	3,9	3,9
Сырой жир, г	4,8	10,6	5,6	4,2
Крахмал, г	1,2	1,4	1,3	1,7
Клетчатка, г	8,5	6,3	5,7	9,2
Минеральные в-ва, г	5,8	5,9	5,4	6,2
Макроэлементы				
Калий, г	1,09	0,98	1,37	1,14
Кальций, г	0,65	0,6	0,33	0,35
Натрий, г	0,02	0,02	0,07	0,06
Фосфор, г	0,84	0,9	0,84	0,77
Микроэлементы				
Кобальт, мкг	0,18	0,49	0,08	0,06
Марганец, мг	22,2	0,93	0,18	2,27
Медь, мкг	11,5	240	1,19	113
Селен, мкг	0,09	0,97	0,21	0,11
Цинк, мг	12,7	5,74	6,57	5,12
Железо, мг	0,04	1,4	0,48	1,3

Представляет интерес оценить экономические аспекты использования СО₂-экстрактов для обогащения мясных продуктов. В таблице 6 приведены технологические и экономические данные использования СО₂-экстрактов в колбасных изделиях.

Таблица 6 – Технологические и экономические данные использования CO₂-экстрактов в колбасных изделиях

Наименование CO ₂ -экстрактов	Норма закладки г/100 кг фарша		Цена 1 кг CO ₂ -экстракта	Затраты на ароматизацию 100 кг фарша, руб.
	Вареные колбасы, сосиски, сардельки	Полукопченые, ливерные колбасы, хлебцы		
Перца душистого	3–10	2–10	2300	4,6–23,0
Перца черного	2–4,5	2,5–5,0	7500	15,0–37,5
Перца красного	1,8–4,0	2,0–4,0	4800	8,6–19,2
Мускатного ореха	3,6–8,5	4,0–9,0	6800	24,5–61,2
Кориандра	1,2–2,5	1,4–2,5	2100	2,9–5,2
Гвоздики	3,4–10	4,0–10	2220	7,5–22,2
Актинидии	1–3	1,5–4	2050	2,0–8,2
Облепихи	1–3	1,2–4	4500	4,5–18,0
Унаби	1–2,5	1,2–3	2100	2,1–6,3
Шиповника	0,8–1,2	1–2	5350	4,3–10,7
Комплекс для вареных колбас	7–20	7–20	6200	24,5–61,2
Комплекс для копченых колбас	8–12	10–17	2900	23,2–49,3

Включение в рецептурный состав мясных изделий CO₂-экстрактов позволяет улучшить их вкусовые характеристики, придать им антиоксидантные свойства и продлить сроки хранения. Купажу экстрактов лекарственных растений и пряностей, полученные по разрабатываемым режимам, позволяют с высокой точностью дозировать ароматизаторы для определенного вида продукции.

Таким образом, использование разработанных CO₂-экстрактов технологически выгодно и оправдано с точки зрения получения натуральных высококачественных пищевых добавок. Потребность в CO₂-экстрактах только мясной промышленности России оценивается в 25–30 тонн в год. Потенциальная емкость российского рынка CO₂-экстрактов – более 200 млрд рублей. Учитывая возрастающую тенденцию населения к здоровому питанию, применение в пищевых продуктах нового вида пищевых ароматизаторов в форме CO₂-экстрактов и CO₂-шротов, позволяет существенно расширить ассортимент выпускаемой продукции.

Литература

1. Алешкевич Ю.С., Савин В.Н., Мишкевич Э.Ю. Установки для до - и сверхкритической CO₂-экстракции ценных компонентов из животного и растительного сырья // В сборнике: Высшая школа: научные исследования. Материалы Межвузовского научного конгресса. – М., 2020. – С. 120–124.
2. Атоев Э.Х., Гафурова Г.А. Рафинирование и экстракция семян тыквы сверхкритической углекислотой // *Universum: технические науки*. – 2020. – № 5-2 (74). – С. 26–28.
3. Белокуров С.С., Флисюк Е.В. Получение CO₂-экстрактов пажитника сенного с высоким содержанием БАВ // В сборнике: Инновации в здоровье нации. Сборник материалов VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Санкт-Петербургский государственный химико-фармацевтический университет. – 2018. – С. 26–28.
4. Развитие инновационной технологии получения растительного масла прессованием с использованием двуокси углерода / А.В. Гукасян [и др.] // В сборнике: Инновационные технологии в пищевой промышленности: наука, образование и производство. Материалы VI Международной научно-технической конференции. – 2019. – С. 580–586.
5. Евтых А.З., Неровных Л.П., Агеева Н.М. Использование CO₂-шротов растительного сырья в технологии производства ароматизированных винных напитков // *Известия вузов. Пищевая технология*. – 2015. – № 4 (346). – С. 53–57.
6. Ерофеева Е.Г., Тарасов В.Е., Лосева Н.В. Требования безопасности CO₂-экстрактов // В сборнике: Технологические особенности производства и применения CO₂-экстрактов из растительного сырья. Сборник материалов международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 64–69.

7. Занин Д.Е., Касьянов Д.Г., Метельская Е.А. Установка для экстракции растительного сырья. Патент на изобретение RU № 2701856, Заявка № 2019100143, заявлено 09.01.2019, опубликовано 01.10.2019.
8. Занин Д.Е., Касьянов Д.Г., Метельская Е.А. Экстрактор для извлечения биологически активных компонентов из растительного сырья. Патент на полезную модель RU № 160667, Заявка № 2015135817/05, заявлено 24.08.2015, опубликовано 27.03.2016.
9. Способ производства консервов «Пикша обжаренная в томатном соусе» / Е.Е. Иванова [и др.] // Патент на изобретение RU 2518391, 10.06.2014. Заявка № 2012157156/13 от 27.12.2012.
10. Эффективность процесса CO₂-экстракции с позиций системного и экономического анализа / Е.В. Иночкина [и др.] // В сборнике: Биотехнологические, экологические и экономические аспекты создания безопасных продуктов питания специализированного назначения. Материалы международной научно-практической конференции. – Краснодар, 2020. – С. 94–99.
11. Иночкина Е.В., Касьянов Г.И. Принципы обезвоживания плодоовощного сырья с позиций системного анализа. – Краснодар : КубГТУ, 2020. – 127 с.
12. Каминир О.Н., Касьянов Г.И., Косенко О.В. Исследование антиоксидантных свойств комплексного CO₂-экстракта методом математического планирования эксперимента // В сборнике: Биотехнологические, экологические и экономические аспекты создания безопасных продуктов питания специализированного назначения. Материалы международной научно-практической конференции. – Краснодар, 2020. – С. 265–270.
13. Касьянов Г.И., Золотокопова С.В., Магомедов А.М. Особенности технологии фаршированного рыборастворительного продукта, обогащенного CO₂-экстрактами // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Рыбное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 86–93.
14. Касьянов Г.И. Обоснование выбора высоких экстракционных технологий // В сборнике: Биотехнологические, экологические и экономические аспекты создания безопасных продуктов питания специализированного назначения. Материалы международной научно-практической конференции. – Краснодар, 2020. – С. 12–15.
15. Технологические свойства диоксида углерода / О.В. Косенко [и др.] // В сборнике: Технологические особенности производства и применения CO₂-экстрактов из растительного сырья. Сборник материалов международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 130–132.
16. Малашенко Н.Л. Совершенствование технологий получения поликомпонентных пряно-ароматических пищевых добавок // Автореф. дис. к.т.н. – Краснодар : КубГТУ, 2015. – 24 с.
17. Малашенко Н.Л., Силинская С.М., Панина О.Р. Получение пищевой добавки шафрана способом субкритической CO₂-экстракции // В сборнике: Инновационные технологии переработки сырья животного происхождения. Международная научно-практическая конференция. – 2015. – С. 103–106.
18. Медведев А.М., Касьянов Г.И., Бахмет М.П. Технология сухих завтраков на орехово-зерновой основе. – Краснодар : Издательский Дом-Юг, 2020. – 158 с.
19. Кинетика массообменных процессов в CO₂-экстракционной установке / Г.А. Сагайдак [и др.] // В сборнике: Суб- и сверхкритические флюидные технологии в пищевой промышленности. Сборник материалов Международной научно-технической Интернет-конференции. – 2012. – С. 161–165.
20. Сязин И.Е., Ткаченко Ю.И., Потапов В.А. Особенности применения CO₂-экстрактов в технологии производства пищевой продукции // В сборнике: Актуальные проблемы современной науки. Материалы V Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов, магистрантов и студентов. – 2017. – С. 112–114.
21. Сверхкритический CO₂ – извлечение наннохлоропсиса Sp.: Липидомическое исследование влияния предварительной обработки на урожайность и состав молекул / Кэти Элст [и др.]. – 2018. – № 23 (8). – 1854 с. – URL : <https://doi.org/10.3390/molecules23081854>.

References

1. Aleshkevich Y.S., Savin V.N., Mishkevich E.Yu. Installations for up - and supercritical CO₂-extraction of valuable components from animal and vegetable raw materials // In the collection: Higher School: Research. Proceedings of the Interuniversity Scientific Congress. – M., 2020. – P. 120–124.
2. Atoev E.H., Gafurova G.A. Refining and extraction of pumpkin seeds by supercritical carbon dioxide // Universum: Technical Sciences. – 2020. – № 5-2 (74). – P. 26–28.
3. Belokurov S.S., Flisyuk E.V. Obtaining CO₂-extracts of fenugreek with high content of BAS // In the collection: Innovations in the health of the nation. Proceedings of the VI All-Russian Scientific and Practical Conference with international participation. – St. Petersburg State Chemical-Pharmaceutical University. – 2018. – P. 26–28.

4. Development of innovative technology of obtaining vegetable oil by pressing using carbon dioxide / A.V. Gukasyan [et al.] // In the collection: Innovative technologies in the food industry: science, education and production. Proceedings of the VI International Scientific and Technical Conference. – 2019. – P. 580–586.
5. Evtykh A.Z., Nerovnykh L.P., Ageeva N.M. The use of CO₂-derived vegetable raw materials in the technology of production of flavored wine drinks // *Izvestiya vuzov. Food technology*. – 2015. – № 4 (346). – P. 53–57.
6. Erofeeva E.G., Tarasov V.E., Loseva N.V. Safety requirements CO₂-extracts // In the collection: Technological features of the production and use of CO₂-extracts from plant raw materials. Collection of materials of the international scientific-practical conference. – 2018. – P. 64–69.
7. Zanin D.E., Kasyanov D.G., Metelskaya E.A. Installation for extraction of plant raw materials. Patent for invention RU № 2701856, Application № 2019100143, filed 09.01.2019, published 01.10.2019.
8. Zanin D.E., Kasyanov D.G., Metelskaya E.A. Extractor for the extraction of biologically active components from plant raw materials. Useful model patent RU № 160667, Application № 2015135817/05, applied for 24.08.2015, published 27.03.2016.
9. Method of production of canned «Piksha fried in tomato sauce» / E.E. Ivanova [et al.] // Patent for invention RU 2518391, 10.06.2014. Application № 2012157156/13 from 27.12.2012.
10. Efficiency of CO₂-extraction process from the standpoint of system and economic analysis / E.V. Inochkina [et al.] // In the collection: Biotechnological, environmental and economic aspects of safe food specialized purpose. Mat. of international scientific-practical conference. – Krasnodar, 2020. – P. 94–99.
11. Inochkina E.V., Kasyanov G.I. Principles of dehydration of fruit and vegetable raw materials from the position of system analysis. – Krasnodar : KubGTU, 2020. – 127 p.
12. Kaminir O.N., Kasyanov G.I., Kosenko O.V. Research of antioxidant properties of complex CO₂-extract by mathematical planning of experiment // In the collection: Biotechnological, ecological and economic aspects of safe food specialties. Materials of the International Scientific-Practical Conference. – Krasnodar, 2020. – P. 265–270.
13. Kasyanov G.I., Zolotokopova S.V., Magomedov A.M. Features of the technology of the stuffed fish and fish products enriched with CO₂-extracts // *Bulletin of Astrakhan State Technical University. Series: Fish economy*. – 2019. – № 2. – P. 86–93.
14. Kasyanov G.I. Rationale for the choice of high extraction technology // In the collection: Biotechnological, environmental and economic aspects of safe food specialized purpose. Materials of the International Scientific and Practical Conference. – Krasnodar, 2020. – P. 12–15.
15. Technological properties of carbon dioxide / O.V. Kosenko [et al.] // In the collection: technological features of the production and application of CO₂-extracts from vegetable raw materials. Collection of materials of the international scientific-practical conference. – 2018. – P. 130–132.
16. Malashenko N.L. Improvement of technologies of obtaining polycomposite spicy and aromatic food additives // Ph.D. in technical sciences. – Krasnodar : KubGTU, 2015. – 24 p.
17. Malashenko N.L., Silinskaya S.M., Panina O.R. Obtaining food additive saffron by subcritical CO₂-extraction // In the collection: Innovative technologies of processing raw materials of animal origin. International scientific-practical conference. – 2015. – P. 103–106.
18. Medvedev A.M., Kasyanov G.I., Bakhmet M.P. Technology of dry breakfasts on nut-grain basis. – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 158 p.
19. Kinetics of mass exchange processes in CO₂-extraction unit / G.A. Sagaidak [et al.] // In the collection: Sub- and supercritical fluid technology in the food industry. Proceedings of the International Scientific and Technical Internet-Conference. – 2012. – P. 161–165.
20. Syazin I.E., Tkachenko Y.I., Potapov V.A. Features of the use of CO₂-extracts in the technology of food production // In the collection: Actual problems of modern science. Proceedings of the V International Scientific and Practical Conference of young scientists, graduate students, undergraduates and students. – 2017. – P. 112–114.
21. Supercritical CO₂ – extraction of nannochloropsis sp.: A Lipidomic Study on the Influence of Pre-treatment on Yield and Composition Molecules / Kathy Elst [et al.]. – 2018. – № 23 (8). – 1854 p. – URL : <https://doi.org/10.3390/molecules23081854>.

ПРИМЕНЕНИЕ АЙТРЕКИНГА В WEB-АНАЛИТИКЕ



APPLIED EYETRACKING IN WEB-ANALYTICS

Носова Юлия Сергеевна

старший преподаватель
Кубанский государственный технологический университет
jul_nosova@mail.com

Целина Дмитрий Сергеевич

студент направления подготовки
информатика и вычислительная техника
Институт компьютерных систем и
информационной безопасности,
Кубанский государственный технологический университет
dimsergeev2000@gmail.com

Аннотация. Данная статья посвящена обзору применения айтрекинга. Айтрекинг – определение координат взгляда. Использование айтрекинга сегодня стало возможным благодаря разработке устройства отслеживателя глаз – устройства, используемое для определения ориентации оптической оси глазного яблока в пространстве. Eyetracking чаще всего используется в тестах на удобство использования, а также выявить особенности поведения пользователей на сайте. Важно понять не только то, замечает ли пользователь элемент, но и то, насколько он на нём фокусируется. Люди сейчас преимущественно пробегают глазами по тексту, а не читают. Группа специалистов по пользовательскому интерфейсу обнаружила несколько шаблонов просмотра страниц.

Ключевые слова: айтрекинг, web-аналитика, шаблон просмотра страниц.

Nosova Julia Sergeevna

Senior Lecturer,
Kuban State Technological Universities
jul_nosova@mail.com

Tselina Dmitry Sergeevich

Student of Training Direction of
Informatics and Calculation Technical
Institute of Computer System and
Information Security,
Kuban State Technological Universities
dimsergeev2000@gmail.com

Annotation. This article provides an overview of application of eyetracking. Eyetracking is the detecting the point of gaze. Using eyetracking today is stay possible during developing eye-tracker device – is device, used for determination the orientation of the optical axis of the eyeball in space. Eyetracking is most often used in usability tests, as well as to identify features of user behavior on the site. It is important to understand not only whether the user notices the element, but also how much he focuses on it. People now mostly scan the text with their eyes, rather than read. A team of UI specialists discovered several page view patterns.

Keywords: eyetracking, web-analytics, patterns of page viewing.

Айтрекинг (окулография; eyetracking [айтрекинг] – отслеживание глаз, трекинг глаз) – определение координат взгляда («точки пересечения оптической оси глазного яблока и плоскости наблюдаемого объекта или экрана, на котором предьявляется некоторый зрительный раздражитель»).

Использование айтрекинга на сегодняшний день стало возможным благодаря разработке устройства отслеживателя глаз – устройства, используемое для определения ориентации оптической оси глазного яблока в пространстве. На сегодняшний день самыми широко применяемыми являются отслеживатели глаз на основе видеозаписи глаз. Камера снимает один или оба глаза и регистрирует их движения, пока испытуемый рассматривает визуальный стимул [1].

В исследованиях визуальных продуктов важную роль играет технология отслеживания движения глаз.

По характеру движений глаз можно определить:

- направленность взгляда и динамику оперативного поля зрения воспринимающего;
- стратегии прослеживания движущихся объектов и маршруты сканирования воспринимаемых сцен;
- информационную сложность объекта и точность фиксации его элементов;
- зоны поиска и «проигрывания» вариантов решения наглядно-действенных задач;
- структурные единицы деятельности и уровень сформированности познавательных действий;
- состояния сознания;

- уровень развития зрительных функций на разных стадиях онтогенеза;
- эффективность решения оперативных задач и/или исполнения отдельных этапов практической деятельности;
- деструкции познавательных процессов человека.

Данная методика позволяет выполнять следующие задачи [2]:

- легко ли воспринимает пользователь предоставленную ему информацию;
- понять, привлекает ли внимание картинка или текст;
- выявить факторы, мешающие пользователю уделить достаточно внимания главному продукту;
- упорядочить список точек фиксации. Это позволит четко определить, что пользователь заметил, а на что не обратил внимания;
- определить, удобная ли на сайте навигация;
- увидеть, насколько хорошо срабатывают баннеры;
- что на сайте всегда привлекает внимание пользователей, а на что вообще почти никто не смотрит;
- проследить, что делает клиент, как только заходит на сайт, и до того момента, когда решает купить товар;
- по диаметру зрачка оценить, насколько сильные эмоции вызывает у пользователя тот или иной объект.

Основные материалы для работы на выходе из исследования с айтрекером – это видеозапись, визуализации и статистика. На видеозаписи показывается то, что происходило на исследовании, а специальный маркер указывает движения взгляда человека по исследуемому объекту или среде (экран мобильного телефона, сайт, полка в магазине). Видеозапись позволяет детально проанализировать поведение респондента. Статистический пакет позволяет анализировать множество метрик: время до первой фиксации на целевом объекте, длительность фиксации, количество фиксаций, количество фиксаций до первой целевой фиксации или первого клика и пр.

Преимущества методики:

- Наглядное отображение собранной информации.
- Возможность осуществлять точную эффективную модерацию.
- Качественное восприятие.
- Использование неосознанных реакций.

Недостатки методики:

1. Высокая цена
2. Результаты исследования не всегда однозначны
3. Долгий процесс анализа данных
4. Данную технологию нельзя освоить за 1–2 недели
5. Влияние субъективных факторов.

На сегодняшний день самыми широко применяемыми являются отслеживатели глаз на основе видеозаписи глаз. Камера снимает один или оба глаза и регистрирует их движения, пока испытуемый рассматривает визуальный стимул.

Существуют разные способы использования айтрекинга или взаимодействия взглядом в области вспомогательных технологий:

1. Речевой генератор и коммуникация;
2. Доступ к компьютеру;
3. Управление окружающими предметами;
4. Как средство участия: eyetracking могут использовать в качестве рабочего средства учителя, родители, ассистенты и другие люди, которые работают с инвалидами.

В Web-аналитике Eyetracking чаще всего используется в тестах на удобство использования, а также выявить особенности поведения пользователей на сайте. Важно понять не только то, замечает ли пользователь элемент, но и то, насколько он на нём фокусируется: читает, бегло проглядывает или практически полностью игнорирует. Айтрекер позволяет понять, что именно попадает в зону внимания, а что полностью игнорируется. Нужно понимать, что заметность элемента – это не всегда хорошо, а незаметность – не всегда плохо [3].

Особый интерес представляют так называемые «точки фиксации» – области, в которых взгляд пользователя задерживается на продолжительное время, чтобы обработать воспринимаемое изображение. Представляется в виде тепловой карты или карты перемещения взора.

Тепловая карта (самый популярный вариант). На тестируемое изображение накладываются результаты в виде цветowych пятен. Чем теплее цвет, тем больше внимания было уделено этому элементу.

Карта перемещений взора. Здесь видно какие точки привлекли больше внимания пользователя. А также саму схему перемещения взгляда. Пример карты приведен на рисунке 1.

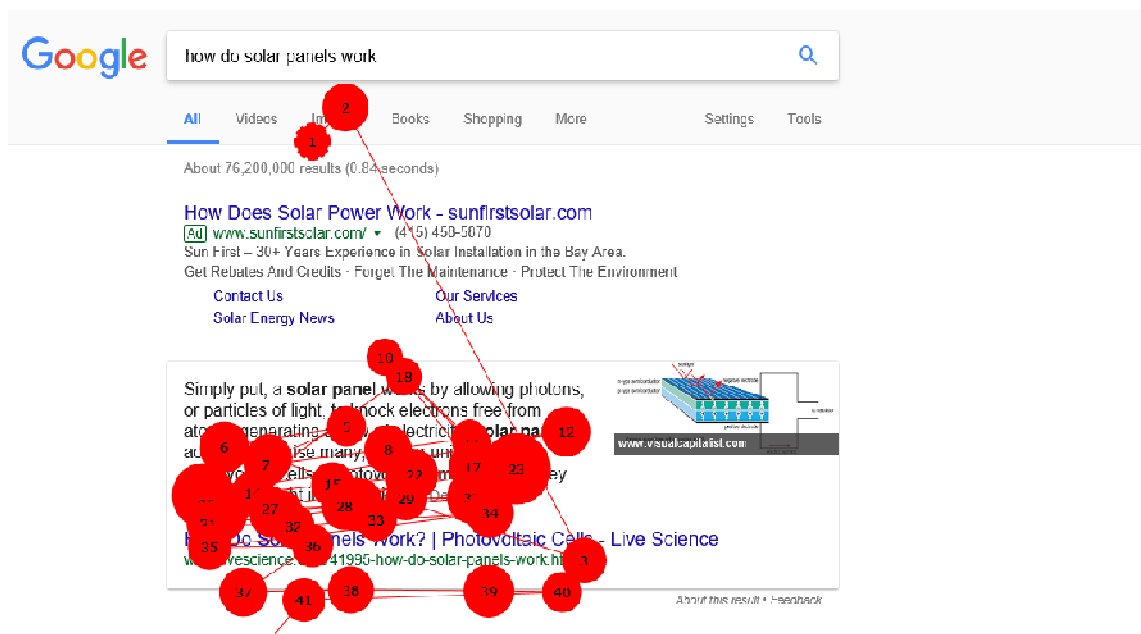


Рисунок 1 – Карта перемещения взора на примере поисковой системы Google

Люди сейчас преимущественно пробегаются глазами по тексту, а не читают. Даже когда пользователи действительно просматривают весь текст, они никогда не делают этого совершенно линейно. Люди прыгают глазами по страницам, пропускают часть контента, возвращаются, чтобы прочитать то, что пропустили, а затем снова пробегаются по тому, что уже видели. Хотя лёгкое ознакомление – это основной способ обработки информации онлайн.

Было замечено, что фотографии человеческих лиц сразу привлекают к себе внимание, особенно если изображенные на них люди смотрят вам прямо в глаза. Более того – к определенной области на картине можно привлечь внимание с помощью взгляда героя, изображенного на ней. Проще говоря – вы точно посмотрите туда, куда смотрит объект фотографии [4].

Изображения с информационной ценностью были просмотрены больше, чем лишённые ее. Не имело значения, как были расположены изображения: изображения с большим количеством информации о продукте были подробно изучены и неоднократно рассматривались, когда глаза пользователей перемещались по странице. Таким образом, когда изображения были не просто украшением, оба макета работали одинаково хорошо.

А вот изображения с декоративной частью были просмотрены меньше.

Группа специалистов по пользовательскому интерфейсу под руководством Джареда Спула обнаружила, что в конце своего пути взгляд пользователя останавливается в центре экрана, двигается влево, вправо и снова возвращается в центр. Это характерно как для новых, так и для постоянных посетителей. Пользователи отводят глаза от центра, только чтобы найти дополнительную информацию. Кроме того, оказалось, что они почти не обращают внимания на нижнюю часть страницы и довольно

редко, но все-таки посматривают вправо (пользователи передвигают ползунок вертикальной прокрутки, практически не глядя).

Было обнаружено, что люди проглядывают страницы результатов поиска (SERP) намного менее линейно, чем раньше – вероятно, из-за развития интерактивных функций страниц результатов. Это дополнительные информационные блоки на странице с выдачей ссылок.

Существует различные шаблоны просмотра страниц [5]:

– **F-шаблон**. Если в тексте отсутствуют подзаголовки или маркеры списков, пользователи скорее будут фиксировать взгляд на начале строк и только наверху страницы. На графиках взгляда сканирующее поведение будет напоминать заглавную латинскую F, которая будет зеркально отражена для тех, кто читает справа налево.

– **Модель слоёного торта**. В этом случае при сканировании страницы взгляд фиксируется в основном на заголовках и подзаголовках. Текст между этими элементами просматривается случайно и достаточно редко до тех пор, пока пользователь не найдёт нужную информацию. На графиках движения взгляда или на тепловой карте это выглядит как горизонтальные полоски, напоминающие слои торта – корж, начинка, глазурь и так далее.

– **Пятнистый шаблон**. При этом паттерне пользователи фиксируются на определённых словах или сочетаний слов.

– **Модель приверженности**. Этим паттерном обозначается традиционное чтение, а не сканирование – пользователи фиксируют взгляд на всех (или почти всех) словах в тексте. Обычно так происходит, когда люди мотивированы в изучении материала или заинтересованы им (например, студент готовится к тесту).

– **Шаблон исчерпывающего обзора**. Во время исчерпывающего обзора взгляд несколько раз возвращается в одно и то же место на странице. Человек смотрит на что-то, затем перемещает взгляд, а затем снова возвращается глазами в исходную точку. Обычно люди ведут себя так, когда упорно ищут информацию, не веря, что тут её нет.

– **Обходной шаблон**. Появляется, когда пользователь намеренно пропускает первые слова в строке, если у строк похожее начало.

– **Зигзагообразный шаблон**. Он характерен для одноимённых макетов, в которых текст и изображения сменяют друг друга в каждом столбце на странице. Взгляд переходит из левого угла в правый, затем спускается ниже наискосок, снова переходит слева направо и так далее.

Изменения шаблона просмотра, SERP функции оказывают влияние на привычки поиска информации. Они могут:

– Выполнять роль указателей. Изображения помогают быстро удостовериться, что пользователь ищет то, что нужно.

– Направить внимание пользователя. Функции страниц выдачи имеют большой визуальный вес на странице, что может направить взгляд пользователя по различным направлениям. Это главная причина возникновения пинбол-модели.

– Изменить запросы и задачи. Часто на странице выдачи можно найти раздел «Люди также ищут» или карусель. С их помощью Google предоставляет пользователю альтернативные варианты по запросу, чтобы изучить их, не покидая страницу.

– Предоставлять быстрые ответы. Для простых информационных запросов функции SERP часто дают ответ на вопрос пользователя прямо на странице с результатами: даже не нужно переходить по ссылкам. В первую очередь наибольшее распространение получило в опытном (UX) дизайне сайта. Eye tracking позволяет определить [6]:

- Понятность навигации на сайте;
- Как пользователь ищет информацию;
- Правильность расположения рекламных баннеров;
- Элементы, привлекающий внимание посетителя;
- Эмоциональную реакцию посетителя на веб-странице.

Айтрекинг-устройства проектируют данные путем многократной записи координат за одну секунду. Этот набор данных впоследствии можно визуализировать и интерпретировать, чтобы описать поведение, незамеченное иным способом, включая:

- упорядоченный список точек фиксации (и неупорядоченный список упущенных элементов);
- время достижения любой заданной точки фиксации;
- длина любой заданной фиксации;
- количество фиксаций на элемент.

Литература

1. Русскоязычная версия «Википедии» // Статья «Окулография». – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D0%BA%D1%83%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D1%84%D0%B8%D1%8F> (Дата обращения: 11.11.2020).
2. Статья «Айтрекинг» компаний «Генератор продаж». – URL : <https://sales-generator.ru/blog/ajtreking/> (Дата обращения: 13.11.2020).
3. Хабр // Статья «Айтрекинг в UX-исследованиях» компаний «Mail.RU Group». – URL : <https://habr.com/ru/company/mailru/blog/322324/> (Дата обращения: 11.11.2020).
4. Блог «Айтрекинг на службе у маркетолога: привлекаем внимание пользователя и повышаем конверсию» // RusBase. – URL : <https://rb.ru/story/eye-tracking-for-marketing/> (Дата обращения: 14.11.2020).
5. Технология Eye Tracking, или Чего не дадут вам сервисы веб-аналитики // TexTerra. – URL : <https://texterra.ru/blog/tekhnologiya-eye-tracking-ili-chego-ne-dadut-vam-servisy-veb-analitiki.html> (Дата обращения: 14.11.2020).
6. Как мы на самом деле читаем текст на сайте. Рассказывает старший UX-специалист // UNISENDER. – URL : <https://www.unisender.com/ru/blog/idei/chtenie-v-internete/> (Дата обращения: 14.11.2020).

References

1. Russian-language version of Wikipedia // Article «Oculography». – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D0%BA%D1%83%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D1%84%D0%B8%D1%8F> (Дата обращения: 11.11.2020).
2. Sales Generator companies' article «iTracking». – URL : <https://sales-generator.ru/blog/ajtreking/> (Date of access: 13.11.2020).
3. Habr // Article «iTracking in UX research» by Mail.RU Group. – URL : <https://habr.com/ru/company/mailru/blog/322324/> (Access date: 11.11.2020).
4. Blog «iTracking at the service of the marketer: attracting user attention and increasing conversion» // RusBase. – URL : <https://rb.ru/story/eye-tracking-for-marketing/> (Accessed on November 14, 2020).
5. Eye Tracking technology, or what web-analytics services won't give you // TexTerra. – URL : <https://texterra.ru/blog/tekhnologiya-eye-tracking-ili-chego-ne-dadut-vam-servisy-veb-analitiki.html> (Access date: 14.11.2020).
6. How we really read the text on the site. Says the senior UX-specialist // UNISENDER. – URL : <https://www.unisender.com/ru/blog/idei/chtenie-v-internete/> (Date of access: 14.11.2020).

УДК 330.322

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ КАК ФАКТОР ВЫХОДА ИЗ КРИЗИСА



RUSSIA'S INVESTMENT POLICY AS A FACTOR IN OVERCOMING THE CRISIS

Гончарова Наталия Александровна
кандидат экономических наук, доцент
Кубанский государственный аграрный
университет им. И.Т.Трубилина
goncharova_natali71@mail.ru

Хуссейн Алла Хосни
магистрант,
Кубанский государственный аграрный
университет им. И.Т.Трубилина

Аннотация. В статье рассматриваются цели, задачи и направления инвестиционной политики. Акцентируется внимание на взаимодействии федерального центра и регионов Российской Федерации в сфере инвестиционной политики. Правительство и Президент России разрабатывают и внедряют нормативно-правовые акты, направленные на совершенствование инвестиционного климата, именно инвестиционная политика является одним из способов вывода экономики России из кризиса.

Ключевые слова: экономика, инвестиции, инвестиционные программы, нормативно-правовое регулирование инвестирования, инвестиционные проекты.

Goncharova Natalia Aleksandrovna
PhD of Economy, Assistant Professor,
Kuban State Agrarian University
Named After I.T. Trubilina
goncharova_natali71@mail.ru

Hussain Alla Hosni
Master's Student,
Kuban State Agrarian University
Named After I.T. Trubilina

Annotation. The article discusses the goals, objectives and directions of investment policy. To implement the goals of the investment policy, the state develops targeted programs aimed at improving the investment climate both in the state as a whole and in the regions. The Government and the President of Russia are developing and implementing regulatory legal acts aimed at improving the investment climate; it is the investment policy that is one of the ways to bring the Russian economy out of the crisis.

Keywords: economy, investments, investment programs, legal regulation of investment, investment projects.

Для улучшения инвестиционного климата государство реализует гибкую систему налогообложения, совершенствует механизмы использования амортизационных отчислений; защищает интересы инвесторов; предоставляет льготы участникам инвестиционной деятельности по пользованию природными ресурсами; создает нормативную базу для привлечения финансовых средств населения для строительства жилья и объектов социально-культурного назначения; отслеживает аналитические прогнозы агентств рейтинговой оценки инвестиционных показателей субъектов; пресекает попытки нарушения антимонопольного законодательства; развивает систему предоставления льготных кредитов и лизинга; инициирует проведение переоценки фондоемкости предприятий в соответствии с возрастающими темпами инфляции; создает благоприятные условия для благоприятного инвестиционного климата в регионах.

Новизна работы в выявлении основных проблем препятствующих результативности инвестирования в основные отрасли Российской Федерации.

Государство выполняет организационно-технические процедуры, направленные на максимальное благоприятствование инвестиционной деятельности. В период с 2012 по 2016 гг. была реализована «Национальная предпринимательская инициатива», в которую вошли следующие мероприятия: разработаны двенадцать дорожных карт, направленных на эффективное ведение бизнеса; упрощено миграционное законодательство, усовершенствовано таможенное законодательство; был учрежден институт инвестиционных уполномоченных, а также бизнес-омбудсмена [9].

В государственной политике четко прослеживаются две линии. Одна направлена на масштабирование инвестиционных проектов в условиях все более возрастающей мировой глобализации, а другая на сохранение национальной идентичности, не давая внедрить в практику бизнеса глобальную неолиберальную модель [11].

Влияние государства на процесс инвестирования капитала имеет большое значение. Государство выступает как бы в двух ролях – фактора образования инвестиционной системы и одновременно субъекта инвестирования. На современном этапе от активности инвестиционных процессов в экономической системе государства зависит его способность к преодолению кризиса.

Роль государства состоит в непосредственном участии в капиталовложении в инвестиционные проекты, совместно реализуемые с иностранными предприятиями; формировании федеральных программ инвестирования на текущий год и на период, утвержденный в соответствии с планом деятельности Министерства экономического развития РФ. Защита интересов государства заключается в том, что для обеспечения высокой эффективности инвестиционных проектов проводится экспертиза проектов в точном соответствии с процедурами российского законодательства; отслеживание и пресечение поставок на предприятия Российской Федерации морально устаревшего затратного оборудования, выпуске облигаций и целевых займов; привлечение инвесторов для вывода из консервации объектов государственной собственности, которые в силу определенных причин не могли быть реализованы из-за отсутствия средств; предоставление концессий отечественным и иностранным инвесторам в различных сферах предпринимательства, разрешенных законами Российской Федерации [6].

Ограничения в сфере инвестирования распространяются на права собственности нерезидентов на земли сельскохозяйственного назначения; на права включения нерезидентов в состав руководства в банковской сфере; в страховании; в экспортно-импортных операциях; в овладении совокупным капиталом топливно-энергетического комплекса; с сфере импорта оборудования авиапромышленности, владения капиталом авиапромышленности [6].

Инвестиционный процесс зависит от многих факторов, а последнее пятилетие он находится в зависимости от политических факторов [10]. Объем инвестиций опосредован состоянием экономического развития страны, соблюдения гарантий иностранным инвесторам; влиянием на ценовую политику государства; стоимости капиталовложений; влияния иностранной валюты на курс рубля; понятное налогообложение.

В Российской Федерации инвестирование начало становление с конца 90-х годов. Нормативно-правовыми актами РФ, регулирующими инвестиционные отношения, являются: Федеральный закон РФ «О рынке ценных бумаг» от 22.04.1996 № 39-ФЗ; Федеральный закон «О защите прав и законных интересов инвесторов на рынке ценных бумаг» от 05.03.1999 № 46-ФЗ; Федеральный закон «Об акционерных обществах» от 26.12.1995 № 208-ФЗ; Федеральный Закон «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» от 25.02.1999г. № 239-ФЗ; Федеральный закон «Об иностранных инвестициях в Российской Федерации» от 09.07.1999 г. № 160-ФЗ. Эти и другие законы получили последующую детализацию в других установлениях – Указах Президента РФ, постановлениях правительства РФ, подзаконных актах ведомственного характера [1, 2, 3].

В рамках намеченных мероприятий были проведены следующие ежегодные мероприятия: Петербургский международный экономический форум, в котором принял участие Президент РФ В.В. Путин, Российский инвестиционный форум, с участием Председателя Правительства РФ Д.А. Медведева [9, 12]. Это принесло весомые результаты для российской экономики. В 2019 году на Международном инвестиционном форуме было совершено 745 договоренностей на сумму 3 трлн 271 млрд рублей [7]. Эти договоренности были направлены на развитие международного партнерства, привлечение инвестиций в регионы, особенно в инновационные, социальные и промышленные парки. Краснодарский край на Российском инвестиционном форуме в 2019 году заключил 228 соглашений на сумму 298 млрд рублей [7]. В 2019 году стенд Краснодарского края был признан лучшим на Форуме [12]. Для реализации подпрограммы «Инвестиционный климат» была поставлена задача проводить постоянный мониторинг иностранных инвестиций в сферы приоритетные для безопасности и обороноспособности государства. Таким мониторингом занимается Федеральная антимонопольная служба РФ. Ею разработан детальный план действий на 2019 – 2024 годы, с указанием целей реализации национальных проектов, программ, и направлений деятельности Прави-

тельства РФ. Для успешного выполнения контроля иностранного инвестирования в перечисленных отраслях план предполагает совершенствование механизмов контроля, совершенствование нормативной и законодательной базы деятельности, так как модернизация высокотехнологичных отраслей экономики, таких, как авиационная промышленность, ракетно-космическая промышленность, машиностроение, судостроение, информационно-коммуникационные технологии, невозможна без привлечения иностранных технологий и инвестиций.

Несмотря на все усилия, наша страна испытывает серьезные инвестиционные трудности. Они связаны с отсутствием четкого управления инвестициями, потому что в государстве рассредоточены функции управления. Нет четкости координации управления инвестициями на федеральном и региональном уровнях, а также между министерствами и ведомствами как государственного, так и регионального уровней. Большой проблемой остается продвижение информации об инвестиционной привлекательности регионов для иностранных инвесторов. На мировой политической арене «модная» тема – ввод санкций против России. Деньги иностранных кредитов были выгодны российским банкам, потому что позволяли пускать основные средства в дальнейшее развитие.

Поступательному развитию инвестирования мешают постоянные изменения налогового законодательства, наличие разветвленной системы сборов, не регламентированных налоговым кодексом, но содержащихся в других нормативных документах; высокая изменчивость рубля.

Федеральные нормативно-правовые акты включают федеральные законы и нормативно-правовые акты органов местного самоуправления.

Государство играет роль главного регулятора инвестиционного процесса, как путем финансирования различных федеральных программ, так и участвуя в инвестировании развития различных территорий. Инвестиционное развитие регионов осуществляется на основании предварительного анализа инвестиционной активности в регионе; постоянного контроля эффективности, разработки конкретных мер по привлечению инвесторов в регион. В качестве примеров можно привести программу мероприятий по повышению инвестиционной привлекательности регионов Дальнего Востока, ЮГРЫ, Центрального региона, Краснодарского края. Эффективное инвестирование территорий осуществляется в случае координации усилий центра и регионов при том условии, что вложения осуществлены в перспективный объект, инвестор является профессионалом в сфере вложения и контролирует способы и порядок распределения средств; при активной роли органов управления субъекта Российской Федерации. Для нормальной работы этого механизма необходимо развитие нормативно-правовой базы как государства в целом, так и отдельного субъекта.

Литература

1. О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года (ред. от 19.07.2018; 21.07.2020 г. № 474): Указ Президента РФ от 07.05.2018 [Электронный ресурс]. – № 204. – URL : <http://www.kremlin.ru/acts/bank/43027> (дата обращения 10.12.2020).
2. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 316 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Экономическое развитие и инновационная экономика» (с изм. и доп.) [Электронный ресурс]. – URL : <https://base.garant.ru/70644224/#friends> (дата обращения 11.12.2020).
3. Постановление Правительства РФ от 30.06.2004 «Об утверждении Положения о Федеральной антимонопольной службе» (ред. от 15.05.2020). – Ст. 1.
4. Об утверждении перечня государственных программ Российской Федерации Распоряжение Правительства РФ № 1950-р от 25.11.2017г.(ред. от 28.12.2020) [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.consultant.ru/search/?q=Об+утверждении+перечня+государственных+программ+Российской+Федерации+> (дата обращения 12.12.2020).
5. Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2019 год и на плановый период 2020 и 2021 годов [утверждены Минфином России] [Электронный ресурс]. – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_308390/ (дата обращения 12.12.2020).

6. План деятельности Федеральной антимонопольной службы на 2019 – 2024 годы [утвержден ФАС России 07.02.2019]. – Ст. 2.
7. Инвестиции в России. 2017: Стат. сб. // Росстат [Электронный ресурс]. – М., 2017. – URL : https://clck.yandex.ru/redirect/nWO_r1F33ck?data (дата обращения 12.12.2020).
8. Портал госпрограмм РФ [Электронный ресурс]. – URL : <https://programs.gov.ru/Portal/programs/> (дата обращения: 14.10.2019).
9. Петербургский международный экономический форум [Электронный ресурс]. – URL : <https://forumspb.com/> (дата обращения: 11.12.2020).
10. Пронин А.В. О правовой природе санкций ЕС в отношении РФ // Историческая и социально-образовательная мысль. – 2014. – № 2 (24). – С. 33–36.
11. Андреев С.Ю., Варюха А.О., Апанашенко А.А. Пути повышения конкурентоспособности предприятий // Современная наука: теоретический и практический взгляд. Сборник статей Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2015. – С. 8–12.
12. Российский инвестиционный форум [Электронный ресурс]. – URL : <https://rusinvestforum.org/> (дата обращения: 14.12.2020).

References

1. On national goals and strategic objectives of the development of the Russian Federation for the period up to 2024 (ed. from 19.07.2018; 21.07.2020 № 474): Decree of the President of the Russian Federation from 07.05.2018 [Electronic resource]. – № 204. – URL : <http://www.kremlin.ru/acts/bank/43027> (date of reference 10.12.2020).
2. Decree of the Government of the Russian Federation from 15.04.2014 № 316 «On approval of the state program of the Russian Federation «Economic development and innovation economy» (with amendments and additions) [Electronic resource]. – URL : <https://base.garant.ru/70644224/#friends> (accessed on 11.12.2020).
3. Resolution of the Government of the Russian Federation of 30.06.2004 «On Approval of the Provision on the Federal Antimonopoly Service». (as amended on 15.05.2020). – Art. 1.
4. On approval of the list of state programs of the Russian Federation Order of the Government of the Russian Federation № 1950-r of 25.11.2017g.(ed. from 28.12.2020) [Electronic resource]. – URL : <http://www.consultant.ru/search/?q=Об+approval+of+the+list+of+state+programs+of+the+Russian+Federation+> (accessed 12.12.2020).
5. Main directions of budget, tax and customs-tariff policy for 2019 and for the planning period of 2020 and 2021 [approved by the Ministry of Finance of Russia] [Electronic resource]. – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_308390/ (accessed 12.12.2020).
6. Plan of activities of the Federal Antimonopoly Service for 2019 – 2024 years [approved by FAS of Russia 07.02.2019]. – Art. 2.
7. Investments in Russia. 2017: Statistical collection // Rosstat [Electronic resource]. – М., 2017. – URL : https://clck.yandex.ru/redirect/nWO_r1F33ck?data (date of reference 12.12.2020).
8. Portal of state programs of the Russian Federation [Electronic resource]. – URL : <https://programs.gov.ru/Portal/programs/> (date of reference: 14.10.2019).
9. St. Petersburg International Economic Forum [Electronic resource]. – URL : <https://forumspb.com/> (date of reference: 11.12.2020).
10. Pronin A.V. On the legal nature of the EU sanctions against Russia // Historical and Socio-Educational Thought. – 2014. – № 2 (24). – P. 33–36.
11. Andreev S.Y., Varyukha A.O., Apanashchenko A.A. Ways to increase the competitiveness of enterprises // Modern Science: theoretical and practical view. Collection of articles of the International scientific-practical conference. – Ufa, 2015. – P. 8–12.
12. Russian Investment Forum [Electronic resource]. – URL : <https://rusinvestforum.org/> (access date: 14.12.2020).

УДК 631.16: 658.148

ДЕНОМИНАЦИЯ И ДЕВАЛЬВАЦИЯ: СУЩНОСТЬ, ОСОБЕННОСТИ, ПРИЧИНЫ И СЛЕДСТВИЕ



DENOMINATION AND DEVALUATION: ESSENCE, FEATURES, CAUSES AND EFFECT

Гончарова Н.А.

кандидат экономических наук, доцент
Кубанский государственный аграрный
университет им. И.Т.Трубилина
goncharova_natali71@mail.ru

Лебедев С.П.

студент,
Кубанский государственный аграрный
университет им. И.Т.Трубилина

Аннотация. В статье анализируются процессы деноминации и девальвации. Если девальвация это искусственное понижение курса валюты по отношению к стабильному курсу других валют, путём ослабления поддержки валюты драгоценными металлами, то деноминация не такая сложная процедура. В прошлом Россия пережила деноминацию и последовавшую за ней девальвацию тяжело. Насколько эти процессы были неизбежны, какими могут быть причины и последствия – какие могут быть их причины и последствия рассмотрено в статье.

Ключевые слова: деноминация, девальвация, дефолт, инфляция, национальная валюта, «дедолларизация», валюта, национальный доход.

Goncharova N.A.

PhD of Economy, Assistant Professor,
Kuban State Agrarian University
Named After I.T. Trubilina
goncharova_natali71@mail.ru

Lebedev S.P.

Student,
Kuban State Agrarian University
named after I.T. Trubilina

Annotation. This article analyzes the processes of denomination and devaluation. If devaluation is an artificial depreciation of the currency in relation to the stable rate of other currencies, by weakening the support of currency by precious metals, the denomination is not such a complicated procedure. In the past, Russia has experienced denomination and the subsequent devaluation hard. To what extent these processes were inevitable, what might be their causes and consequences are considered in this article.

Keywords: denomination, devaluation, default, inflation, national currency, «dollarization», national income.

Грозит ли России девальвация или деноминация рубля? Или и то, и другое сразу? Этим вопросом задаются как экономисты, так и простые граждане страны, не изучавшие эту науку. Последнее время в новостях нередко можно встретить оба этих термина, кто-то даже официально задаёт вопросы сотрудникам Центрального Банка РФ и должностным лицам министерства экономического развития [10]. Почему эти два процесса вызывают интерес у общественности? Они ведь даже не взаимосвязаны. Однако одно заявление об их возможном проведении в России заставляет беспокоиться граждан. Особенно в условиях последних событий: глобальной пандемии коронавирусной инфекции, дешевой нефти и дорожащих доллара и евро.

Методика проведения исследования: В исследовании использовались методы дедукции, синтеза, источниковедческого анализа.

Россияне старшего поколения уже видели своими глазами, с каким ажиотажем могут проходить данные экономические процессы. Но как уже было сказано, эти процессы не взаимосвязаны. Если девальвация это искусственное понижение курса валюты (рубля) по отношению к стабильному курсу других валют, путём ослабления поддержки валюты драгоценными металлами, то деноминация не такая сложная процедура. Как её часто называют, «обрезание нулей», то есть изменение стоимости номинала. Старые купюры изымаются из обращения и заменяются новыми, с меньшим номиналом, но той же ценностью. Тысяча денежных единиц старого образца после деноминации приравнивались к десяти новым денежным единицам. Обычно её проводят для упрощения расчетов, чтобы не возникало неудобств, с большим количеством банкнот и монет, не обладающих в единичном экземпляре большой ценностью. Кажется бы, процесс деноминации позитивный и призван принести пользу и гражданам, и

государству, но стоит сказать, что деноминация – мера вынужденная. И основной её целью является борьба с последствиями инфляции, а точнее, гиперинфляции. Так почему же и девальвация, и деноминация ассоциируются друг с другом и с чем-то, что может угрожать благосостоянию народа? Потому что, на конец прошлого века, а конкретно 1998 год выпали одновременно и девальвация, и деноминация, и инфляция, и экономический кризис, и дефолт. В начале 1998 года была проведена деноминация по отношению старого рубля к новому, как 1000 : 1. Из-за затянувшегося экономического кризиса и инфляции даже за обычные продукты приходилось расплачиваться тысячами рублей, а то и десятками и сотнями, о чём свидетельствует купюра старого образца номиналом в сто тысяч рублей. Но на сам кризис это большого влияния не оказало. А он, между тем, становился всё сильнее. Цены на продукты топливо – энергетического комплекса, в частности, на нефть падали, а это была основа российского экспорта [6]. Также большой кризис уже бушевал в Южной Азии, и вскоре оказал своё влияние и на российскую экономику, иностранный капитал стал вывозиться. А уже в августе рубль был девальвирован. Здесь стоит отметить то, какие есть виды девальвация, и к какому именно виду относилась девальвация 1998 года. Существуют открытая и скрытая, контролируемая и неконтролируемая. Первые два вида могут комбинироваться с двумя последними. Открытая девальвация – правительство официально объявляет о девальвации валюты в стране, скрытая – процесс происходит бесшумно и не афишируется. Контролируемая – государство сдерживает степень девальвации на определённом уровне и не даёт валюте ослабеть слишком сильно. Неконтролируемая девальвация – наиболее распространённый вид, при нём валюта никак не поддерживается, правительство не пытается предотвратить или сдержать обесценивание, зачастую это и невозможно из-за многих факторов. Девальвация 1998 года была открытой и неконтролируемой. Причём 14 августа 1998 президент России Борис Ельцин заявлял «твёрдо и чётко», что девальвации не будет, однако уже через 3 дня, 17 августа Правительство объявляет о вынужденной мере провести девальвацию [5]. Завершил череду экономических потрясений и продолжил кризис дефолт, произошедший одновременно с девальвацией. Правительство отказывалось от всех финансовых долговых обязательств перед своим населением, то есть, все социальные пособия и выплаты не получили никто из тех, кто ожидал их получить. Проект государства с выпуском высокодоходных краткосрочных облигаций не состоялся, все, кто вкладывался в рубль, потеряли не только доход и проценты от вкладов, но и сами вклады без компенсаций. Были отозваны лицензии более чем у двухсот банков [2], соответственно, банковские счета граждан, являющихся клиентами этих банков, были заморожены. А цены, между тем, только поднимались. Из-за девальвации правительство больше не поддерживало искусственно курс рубля. Государство тратило большие средства на то, чтобы обеспечивать свою валюту сильным запасом драгоценных металлов, в частности, золотовалютным резервом. После девальвации же курс рубля стал ниже почти в 4 раза. Если до вышеупомянутых процессов один доллар стоил 6 рублей, то после уже стоил около 21 рубля [4]. Это движение к обесцениванию рубля по отношению к другим валютам сохраняется и сейчас. Для правительства тогда такие критические решения виделась единственным выходом спасти экономику страны, только вот если их решения по девальвации должны были спасти государственный бюджет, то и населению, и малому бизнесу это никакой пользы не принесло, а только навредило. Люди массово банкротились, беднели, теряли работу – количество безработных увеличилось почти вдвое. Доверие к правительству и к российскому рублю было подорвано и у граждан, и у иностранных инвесторов. Частный сектор и уровень жизни сильно пострадали, можно сказать, восстанавливаться приходится до сих пор. Итак, в 1998 году в России произошли деноминация и девальвация при сильном экономическом кризисе, инфляции и дефолте, что стало для всех потрясением. Теперь перейдём к нашим дням. Какие процессы с национальной валютой происходят в 2020 году? Стабильно растущие цены на импортные товары, доллар больше 75 рублей, евро – 90 рублей, цена на нефть колебалась от 40 до 48 долларов за баррель, а средние цены на бензин в России составляют 43 рубля за Аи-92 и 46-47 за Аи-95. Экономика страны, если иметь в виду крупную промышленность и государственный бюджет, разумеется, жизнеспособнее, чем в те

же 90-е годы. Но само население обеднело больше, чем на треть. Как это понять? Если 10–15 лет назад на купюру номиналом 1000 рублей можно было пойти в магазин и купить 10–15 единиц товаров первой необходимости, то сейчас, с теми же средствами и, рассчитывая на тоже товары, уже не получится купить всё, что нужно, а только 6–8 товаров, приходится от чего-то отказываться в пользу более необходимого [3]. Если рассмотреть этот пример наоборот, то если раньше на стандартную корзину покупателя приходилось тратить, к примеру, 2–3 тысячи рублей, то сейчас больше 5 тысяч. Так выгодно ли государству иметь низкий курс рубля? И да, и нет. У девальвации есть как плюсы, так и минусы. Пожалуй, главный плюс обесценивания валюты для государства – экспорт. Если иностранная валюта будет намного выше и сильнее рубля, то по отношению к ценам внутри своей страны производители-экспортёры будут получать больше рублей, соответственно, иметь больше рублей на развитие, сырьё и дальнейшее производство. Основным экспортёром в стране, является государство, а основными экспортными товарами – нефть и газ. Российская нефть пользуется спросом на мировом рынке, потому и государству выгодно иметь более высокие доходы от продаж при той же цене. Здесь ещё стоит упомянуть, что Россия очень зависит от экспорта нефти. И стоимость рубля прямо пропорциональна ценам на нефть. Высокая цена на нефть – более стабильный рубль, цены на нефть низкие – рубль стремительно дешевеет. В условиях последних событий, в том числе из-за этого фактора, рубль имеет слабую ценность. Участники ОПЕК+ (Организация Стран Экспортёров Нефти) в этом году не смогли договориться о сокращении добычи нефти. Здесь встраивается цепочка. Большая добыча нефти в мире – большое предложение нефти от добытчиков. Топливо-энергетические продукты не единственные товары, которые Россия выставляет на экспорт. Девальвация влияет на весь экспорт и прибыль от него в рублях в целом. Дополнением к первому плюсу может быть ослабление роста импорта. Страна-импортёрам вряд ли будет выгодно продавать свои товары в России, и получать слабую и нестабильную валюту. Ещё важным плюсом является то, что государству не придётся тратить средства на поддержание высокого курса валюты. Для экономики, которая под контролем государства, в целом всё станет дешевле – и сырьё, и рабочая сила на казенных предприятиях, и выплаты социальных пособий. Теперь поговорим о минусах, их можно увидеть больше. Во-первых, низкий курс валюты приводит к инфляции и удорожанию цен. Вместе с тем реальный доход и покупательная способность населения падает, и как итог – население беднеет. Малый бизнес и предприниматели, действующие только на внутреннем рынке, теряют прибыль и даже терпят убытки, так как не занимаются экспортом. Во-вторых, возникнут большие риски в банковских системах, многие клиенты и заемщики сочтут лучшим выбором иметь средства на своих счетах в иностранной валюте. Отсюда и другой минус – из страны будет идти отток капитала, и российские вкладчики, и зарубежные инвесторы не будут доверять слабому рублю, если можно вложиться в другие, надежные и сильные валюты других стран. И, исходя из того, что было сказано об экспорте и импорте, все иностранные товары будут поступать на российский рынок с огромной наценкой. Люди не смогут получить необходимые им зарубежные лекарства и препараты, а предприятия, в том числе и государственные, – технологии и оборудование, необходимые для развития производства. И то, и другое, потому что в иностранной валюте по отношению к рублю это будет иметь высокую стоимость. А если у страны будет большой государственный долг, то обслуживать его станет в разы сложнее. Поэтому можно сказать, что девальвация скорее негативно скажется на российской экономике, чем позитивнее. Можно сказать, что на самом деле, в России уже проходит процесс девальвации рубля. Ещё с 2014 года и до сих пор, рубль медленно, но постепенно дешевеет по отношению к корзине с бивалютной парой, – доллару и евро. С тех пор доллар не стоил меньше 60 рублей. Данная девальвация скрытая, но контролируемая. Не было никаких официальных заявлений Центрального Банка РФ или новостей из федеральных СМИ, что копейка больше не используется и выходит из обращения. Между тем, так оно и есть, только это вытеснение копеек произошло без акцентирования внимания на нем. За десять или пятьдесят копеек и даже один рубль, сейчас уже ничего не приобрести. В магазинах на кассах уже нет ячеек для копеек, когда выдается сдача с покупки, их не учитывают. Они всё

ещё взимаются только при расчете электронными деньгами. Но это уже полностью обесценившаяся денежная единица. Рубль же до сих пор не обесценился, потому что за ним не идёт никакой вышестоящей денежной единицы. Но и без того легко заметить, что на сумму до ста рублей потребитель вряд ли сможет приобрести хотя бы десятую часть из товаров первой необходимости. На то, что курс рубля сейчас низкий влияет множество факторов – и политика правительства, и предпочтения инвесторов, и санкции западных стран против России, и большая зависимость от нефти. Население беднеет, рубль дешевеет, а самому правительству всё сложнее держать под контролем собственную экономику. Все эти проблемы требуют решения. Деноминация стране скорее нужна, чем помешает, в решении наболевших проблем. Соотношение действующих рублей к новым должно быть не большим, как в 1998 году, но и не маленьким. Сто к одному будет достаточно. Это заодно и вернёт в обращение копейку, и, следовательно, увеличит доверие к валюте, прежде всего, собственных граждан. Чем меньше нулей будет на купюрах и на ценниках в магазине, тем легче будет расплачиваться, легче будет протекать денежный оборот. Конечно, могут пострадать те, кто хранил сбережения в иностранной валюте. Возможно, правительство в таком случае будет вынуждено компенсировать убыток тем гражданам, которые держали накопления в иностранной валюте. Ведь тогда рубль станет равным доллару и евро или даже перерастёт их, и доллар, к примеру, как в СССР, будет стоить шестьдесят-семьдесят копеек. Однако мало провести деноминацию и сделать рубль дорогим – нужно ещё удержать эту цену. Советский рубль и был таким дорогим от того, что имел поддержку государства. А поддерживали крепким золотым запасом – советский рубль был привязан к золоту. Нынешний российский рубль такой поддержки не имеет. Так называемая «плавающая валюта» ни к чему не привязана и не поддерживается. Она слабая и зависит от многих факторов – спроса на неё на валютном рынке, интереса инвесторов и трейдеров, уровня стабильности экономики страны, цен на нефть, санкций со стороны других стран, количества обращаемых денег и прочего. Все эти факторы могут попросту перестать оказывать своё влияние, если вновь привязать рубль к золотому запасу. Рубль будет зависить только от него, а тот в свою очередь от решений правительства. Однако, на формирование и обслуживание такого золотого запаса уйдёт немало средств, поэтому процесс усиления рубля может затянуться на несколько лет. И всё же, стабильный и высокий рубль лучше, чем плавающий и низкий. Доходы населения повысятся, люди смогут больше тратить денег на свои потребности, покупать больше товаров, и, таким образом, перенаправлять средства в производственные сектора экономики, те будут развиваться, и сама экономика, и как следствие, тоже будет подниматься и укрепляться. Но только деноминации будет недостаточно для развития российской экономики и укреплению рубля. Необходимо сдержать и прекратить скрытую девальвацию. Здесь много вариантов, как это сделать, причём одним ограничиться не получится. Прежде всего, для валюты нужно закрепить репутацию надёжной инвестиции. А чем больше в валюту будет вложено, тем она будет стремительней расти, следовательно, тем ещё больший интерес валюта вызовет у инвесторов. Также можно повышать репутацию своей валюты, если проводить сделки с другими странами в рублях, а не долларах или евро. Ещё действенным способом будет контролировать счета граждан в иностранных валютах, установив определённый порог допустимого количества денежных единиц или же сократить до минимума их обращение внутри страны, не давая им конкурировать с рублем. Но здесь важно реализовать план так, чтобы сбережения населения не пострадали. Ещё один способ не давать рублю падать – полностью отвязать его от валюты, на которую он ориентируется, то есть от доллара – провести «дедолларизацию». Однако, это кропотливый и трудоёмкий процесс, его следует проводить постепенно и не явно, иначе последуют новые санкции и давление со стороны западных стран. Пожалуй, самым эффективным способом для поддержания рубля, в дополнение ко всему вышеперечисленному, является наращивание отечественного производства, грамотное распоряжение государственным бюджетом и увеличения качества и уровня жизни населения.

Сильная экономика приведёт к сильной национальной валюте.

Литература

1. Большаков С.В. Финансовая политика государства и предприятия: курс лекций. – М. : Книжный мир, 2002. – 210 с.
2. Буйлов М. Банки [Электронный ресурс]. – URL : <https://www.kommersant.ru/doc/301260> (дата обращения 09.12.2020).
3. Веселова Э. Сколько товаров можно было купить на среднюю зарплату в 2000 году и сейчас [Электронный ресурс]. – URL : <https://nsknews.info/materials/skolko-tovarov-mozhno-bylo-kupit-na-srednyuyu-zarplatu-v-2000-godu-i-seychas-121794/> (дата обращения 01.12.2020).
4. Дефолт: 15 лет свободы рубля [Электронный ресурс]. – URL : <https://www.gazeta.ru/business/2013/08/16/5574905.shtml> (дата обращения 09.12.2020).
5. Дефолт в августе 1998: как это было. Рассказываем в 100 и 500 словах [Электронный ресурс]. – URL : <https://www.bbc.com/russian/features-45195084> (дата обращения 11.12.2020)
6. Минаев С., Вардудь Н. Удар по России [Электронный ресурс]. – URL : <https://www.kommersant.ru/doc/284968> (дата обращения 01.12.2020).
7. Мирзоян Р.Э. Денежно-кредитная политика Российской Федерации // Финансовое право [Электронный ресурс]. – 2008. – № 4. – URL : <http://lawinfo.ru/catalog/contents-2008/finansovoe-pravo/4/> (дата обращения 11.12.2020).
8. Мирошник С.В. Финансовая политика и финансовая система страны // Финансовое право [Электронный ресурс]. – 2008. – № 4. – URL : <http://lawinfo.ru/catalog/contents-2008/finansovoe-pravo/4/> (дата обращения 01.11.2020).
9. Почему никто не выиграл от девальвации рубля? [Электронный ресурс]. – URL : https://www.bbc.com/russian/business/2016/03/160331_devaluation_pros_and_cons (дата обращения 10.12.2020).

References

1. Bolshakov S.V. Financial Policy of the State and Enterprise: A Course of Lectures. – М. : Book World, 2002. – 210 p.
2. Builov M. Banks [Electronic resource]. – URL : <https://www.kommersant.ru/doc/301260> (accessed 09.12.2020).
3. Veselova E. How many goods could be bought for the average salary in 2000 and nowadays [Electronic resource]. – URL : <https://nsknews.info/materials/skolko-tovarov-mozhno-bylo-kupit-na-srednyuyu-zarplatu-v-2000-godu-i-seychas-121794/> (date of reference 01.12.2020).
4. Default: 15 years of ruble freedom [Electronic resource]. – URL : <https://www.gazeta.ru/business/2013/08/16/5574905.shtml> (date of reference 09.12.2020).
5. Default in August 1998: how it was. Narrated in 100 and 500 words [Electronic resource]. – URL: <https://www.bbc.com/russian/features-45195084> (the date of accession 11.12.2020).
6. Minaev S., Vardul N. Blow on Russia [Electronic resource]. – URL : <https://www.kommersant.ru/doc/284968> (accessed on 01.12.2020).
7. Mirzoyan R.E. Monetary and credit policy of the Russian Federation // Finansovoye pravo [Electronic resource]. – 2008. – № 4. – URL : <http://lawinfo.ru/catalog/contents-2008/finansovoe-pravo/4/> (date of reference 11.12.2020).
8. Miroshnik S.V. Financial policy and financial system of the country // Finansovoye pravo [Electronic resource]. – 2008. – № 4. – URL : <http://lawinfo.ru/catalog/contents-2008/finansovoe-pravo/4/> (date of reference 01.11.2020).
9. Why no one won from ruble devaluation? [Electronic resource]. – URL : https://www.bbc.com/russian/business/2016/03/160331_devaluation_pros_and_cons (circulation date 10.12.2020).

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

ВОССТАНОВЛЕНИЕ МОЛОДЕЖИ ПОСЛЕ УТОМЛЕНИЯ
ПРИ ФИЗИЧЕСКОЙ И УМСТВЕННОЙ РАБОТЕRECOVERY OF YOUNG PEOPLE AFTER FATIGUE
DURING PHYSICAL AND MENTAL WORK**Миронова Сусана Хачатуровна**

старший преподаватель кафедры
Кубанский государственный
технологический университет

Чашкова Олеся Юрьевна

старший преподаватель кафедры
ответственный за спортивно-массовую работу
со студентами ИСТИ,
Кубанский государственный
технологический университет

Мягкова Екатерина Сергеевна

студент
Кубанский государственный
технологический университет
kate201325@bk.ru

Аннотация. В данной статье сделан вывод, почему важно восстанавливаться после утомления при физической и умственной работе и рассмотрены главные критерии положительного показателя динамики восстановительных процессов. Также рассмотрен вопрос о причинах возникновения утомления, его виды по различным признакам. В статье представлены научные выводы, которые доказывают, что профилактика и устранение утомления благотворно влияет на организм в целом. Важнейшими элементом быстрого восстановления организма является активное занятие физической культурой.

Ключевые слова: утомление, активный отдых, восстановление, умственная работа, фазы восстановления и утомления, работоспособность, нагрузка, процесс.

Mironova Susana Khachaturovna

Senior Lecturer,
Kuban State Technological University

Chashkova Olesya Yuryevna

Senior lecturer of the Department
Responsible for sports and mass work
with students of ISTI,
Kuban State Technological University

Myagkova Ekaterina Sergeevna

Student,
Kuban State Technological University
kate201325@bk.ru

Annotation. This article concludes why it is important to recover from fatigue during physical and mental work and considers the main criteria for a positive indicator of the dynamics of recovery processes. Also considered the issue of the causes of fatigue, its types on various grounds. The article presents scientific findings that prove that the prevention and elimination of fatigue has a beneficial effect on the body as a whole. The most important element of the quick recovery of the body is active physical education.

Keywords: fatigue, active rest, recovery, mental work, phases of recovery and fatigue, performance, workload, process.

При занятиях спортом повышается активность процессов в организме, что положительно влияет на умственную и физическую работоспособность человека. Но при больших объемах нагрузки, информации развивается состояние, которое получило название утомление. Утомление – состояние, возникающее под влиянием интенсивной и продолжительной работе, которое приводит к снижению эффективности. Признаки утомления: ухудшается координация, уменьшается сила и выносливость, медленно перерабатывается информация, плохо усваивается теоретический материал. Оно защищает от перенапряжения и от возможного истощения организм [1].

Утомление бывает острым и хроническим, общим и локальным. При остром оно проявляется в короткий промежуток времени, при хроническом – длительный период. При общем утомлением происходит изменение функций всего организма, а локальный затрагивает ограниченный орган или группу мышц. Существует две фазы рассматриваемого процесса: компенсированная, при которой нет выраженного снижения работоспособности из-за резервных возможностей организма, и некомпенсированная, когда резервные силы исчерпаны и работоспособность снижается.

Постоянное выполнение работы в среде нервно-психического и физического напряжения, не восстановления организма приводит к переутомлению, которое плохо

влияет на нервную систему, обостряет сердечно-сосудистые заболевания, снижает защитные свойства организма. При умственном переутомлении страдает психическое здоровье человека, так как оно связано с центральной нервной системой, что приводит к нарушению сна и разлаженности вегетативных функций [2].

Выделяют четыре основных вида утомления: умственное, сенсорное (напряжение функций анализаторов), эмоциональное, физическое. В процессе динамической работы происходит чередование сокращения и расслабления мышц, поэтому утомление возникает не сразу, а спустя некоторое время. При статических нагрузках утомление обуславливается интенсивным и непрерывным напряжением мышц [3].

Признаки приближающегося утомления: нарушение координации в поведении, трудности в усвоении новых навыков, увеличение энергетических затрат на единицу совершаемой работы. На начальном этапе развития этого процесса возможно его устранение путем увеличения уровня общей и специальной тренировки организма, улучшив физическую, умственную и эмоциональную активность. К профилактике и устранению умственного утомления относят: активный отдых, переключение на другие виды деятельности и восстанавливать организм.

Активный отдых – отдых, который заполнен видом деятельности, отличным от выполняемого труда. Утомление легкой и средней степени при смене работы происходит более быстрый и полный процесс восстановления работоспособности, в сравнении с отдыхом в покое. Смена интеллектуальной деятельности другим видом приводит к быстрому снятию утомления и ощущению усталости. В профилактике утомления, снижении его глубины важную роль играет рациональная организация труда и отдыха. При умственной работе мозг продолжает мыслительную деятельность в заданном направлении, после прекращения работы процесс полностью не угасает, и этим вызывает утомление центральной нервной системы. При правильной организации труда происходят внутрисменные перерывы на отдых, сменность работы в разное время суток нежелательно, потому что возможно развитие десинхроноза.

Восстановление – процесс, который происходит в организме после завершения работы и заключается в переходе к начальному состоянию физиологических и биохимических функций. Восстановительный период – время, в процессе которого происходит восстановление физиологического статуса после выполнения работы. В организме человека во время работы и в покое непрерывно происходят взаимные процессы расхода и восстановления структурных, функциональных и регуляторных резервов. При мышечном расслаблении происходит процесс тормозного процесса структур центральной нервной системы. В данной системе происходит активация восстановительных процессов, что позволяет отдыхать в ходе деятельности. Но при неполном расслаблении мышц появляется излишняя трата энергии, что только быстрее развивает утомление. Мышечное утомление зависит: от скорости выполнения (при увеличении скорости движений процесс расслабления уменьшается), от величины совершаемой работы (при развитии утомления расслабление наступает не полностью), от степени овладения двигательным навыком (по мере совершенствования напряженность исчезает) [4].

Восстановление исходного состояния происходит по принципу саморегуляции. Различают текущее и послерабочее восстановление. Первое происходит во все периоды активности, с сохранением работоспособности в работе и отдаление сроков развития утомления. Большую роль в этом процессе играет перераспределение кровотока, с помощью него увеличивается доставка к работающим органам и тканям кислорода, питательных веществ и ускоряется удаление продуктов обмена. Послерабочее восстановление возвращает физический статус организма и его органов к исходному состоянию после нагрузки. Послерабочее возбуждение меняется периодом восстановительного торможения, которое характеризует ослабление рефлекторных реакций. Сверхвосстановление – при подготовленности организма через некоторый период после работы происходит возникновение повышенной работоспособности. Наличие этого периода является фактором надежности, который обеспечивает организм к следующей деятельности [5].

Существуют две фазы восстановления: ранняя и поздняя фазы. В первом случае она заканчивается через несколько минут после легкой работы, а после тяжелой через несколько часов. Во втором случае фаза восстановления может длиться до нескольких суток.

Процесс утомления сопровождается фазой пониженной работоспособности, а через некоторое время может смениться фазой повышенной работоспособности. Длительность названных фаз характеризуется от степени тренированности организма и от работы, которую необходимо выполнить. В организме функции различных систем восстанавливаются не одновременно. Например, после продолжительного бега сначала восстанавливаются параметры функций внешнего дыхания, через несколько часов выравнивается частота сердечных сокращений и артериальное давление, сенсомоторные реакции восстанавливаются спустя сутки и более [6].

Поддержание оптимальной работоспособности происходит на основе создания оптимального функционального состояния. Меры по профилактике и коррекции неблагоприятных состояний: устранение причин их возникновения (оптимальный режим труда и отдыха, смена трудовых действий), формирование навыков регуляции и управление функциональным состоянием (специальные тренировки для подготовки к неблагоприятным ситуациям) [7].

Рациональным является сочетание нагрузок и отдыха, чтобы сохранять и развивать активность восстановительных процессов. Для восстановления организма можно использовать дополнительные средства: гигиена, питание, массаж, витамины. Главным критерием положительного показателя динамики восстановительных процессов – совершение повторной деятельности, а объективным показателем восстановления работоспособности – максимальный объем повторной работы. Для ускорения процесса восстановления используют активный отдых или переключение на другую деятельность.

Литература

1. Бодров В.А., Розенблат В.В. Физиологические проблемы утомления // VII Съезд Всесоюзного физиологического общества им. И.П. Павлова: Тез. докл. – Л., 2007. – Т. 1.
2. Березовский В.А. Утомление и неутомляемость // Физиологические проблемы утомления и восстановления: Тез. докл. Всесоюзн. конф. – Киев – Черкассы, 2003. – Ч. 1.
3. Власкина Л.А., Владимирский Б.М. Диагностика состояния нервного утомления // Физиологические проблемы утомления и восстановления: Тез. докл. Всесоюзн. конф. – Киев – Черкассы, 2001. – Ч. 1.
4. Костюк П.Г. Физиология центральной нервной системы. – М., 1977.
5. Нагорный В.Э. Гимнастика для мозга. – М. : Сов. Россия, 1972. – 128 с.
6. Зимкин Н.В. Физиология человека. Учебник для институтов физической культуры. – 5-е изд. – М. : Физкультура и спорт, 1975.
7. Фомин Н.А., Вавилов Ю.Н. Физиологические основы двигательной активности. – М. : Физкультура и спорт, 1991. – 224 с.

References

1. Bodrov V.A., Rosenblat V.V. Physiological problems of fatigue // VII Congress of the All-Union Physiological Society I.P. Pavlova: Abstracts. Report. – L., 2007. – VOL. 1.
2. Berezovsky V.A. Fatigue and fatigue // Physiological problems of fatigue and recovery: Abstracts. report All-Union. conf. – Kiev – Cherkassy, 2003. – Part 1.
3. Vlaskina L.A., Vladimirsky B.M. Diagnostics of the state of nervous fatigue // Physiological problems of fatigue and recovery: Abstracts. report All-Union. conf. – Kiev – Cherkassy, 2001. – Part 1.
4. Kostyuk P.G. Physiology of the central nervous system. – M., 1977.
5. Nagorny V.E. Exercises for the brain. – M. : Sov. Russia, 1972. – 128 p.
6. Zimkin N.V. Human physiology. (Textbook for institutes of physical culture. – 5-th ed. – M. : Physical culture and sport, 1975.
7. Fomin N.A., Vavilov Yu.N. Physiological bases of physical activity. – M. : Physical culture and sport, 1991. – 224 p.

ЗАНЯТИЯ ФИЗКУЛЬТУРОЙ В КУБГТУ ДЛЯ СТУДЕНТОВ С ОСЛАБЛЕННЫМ ЗДОРОВЬЕМ



PHYSICAL EDUCATION IN THE KUBAN STATE TECHNOLOGY UNIVERSITY FOR STUDENTS WITH IMPAIRED HEALTH

Наумович Юлия Игоревна
студент,
институт строительства и
транспортной инфраструктуры
Кубанский государственный
технологический университет
naumovich16012000@mail.ru

Миронова Сусана Хачиковна
старший преподаватель
кафедры физического воспитания и спорта
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Цель настоящего исследования: изучить особенности распределения студентов на специальные медицинские группы для занятий физкультурой; вычислить процентное соотношение студентов 1-го курса института ИСТИ Кубанского государственного технологического университета в таких группах; выяснить, как влияет наличие регулярных физических нагрузок на здоровье и психоэмоциональное состояние студентов; узнать мнение молодежи о необходимости занятий физкультурой в студенческой жизни.

Ключевые слова: специальная группа, физкультура, здоровый образ жизни.

Naumovich Julia Igorevna
Student, Institute of Construction and
Transport Infrastructure
Kuban State Technological University
naumovich16012000@mail.ru

Mironova Susana Hachicovna
Senior Lecturer of the Department of
Physical Education and Sports,
Kuban State Technological University

Annotation. The aim of this research was to study features of distribution of students in special medical groups for physical exercise, to calculate the percentage of students of the 1-st course of the ISTI Institute of the Kuban state technological University in such groups, to find out the effect of regular physical activity on health and psycho-emotional state of students as well as to know the opinion of young people about the necessity of physical education in student life.

Keywords: special group, physical education, healthy lifestyle.

Спорт является важной частью в жизни многих людей. В настоящее время всё больше и больше молодых людей начинают вести здоровый образ жизни, не прибегают к вредным привычкам и занимаются спортом. Физические нагрузки – важнейший фактор формирования здорового образа жизни и укрепления здоровья человека. Это тем более справедливо по отношению к студентам, так как организованная двигательная активность помогает сохранить здоровье и служит ключевым фактором организации их досуга. Это во многом определяет их сопротивляемость к негативным средовым и социальным воздействиям.

В процессе физического воспитания студентов решаются следующие основные задачи:

Студенты, на собственном опыте, делают выводы о значимости физической культуры в развитии личности, а также получают основные научно-практические знания о здоровом образе жизни.

Молодые люди овладевают системой практических умений и навыков, обеспечиваются общей и профессионально-прикладной физической подготовленностью.

У студентов формируется мотивационно-ценностное отношение к физической культуре, самосовершенствование и самовоспитание [1].

План занятий физкультурой в вузах составляется с учетом состояния физического здоровья студентов. Существует четыре вида групп для занятий физкультурой, предусмотренных для молодых людей без и с проблемами здоровья. Все виды групп имеют свой объем нагрузок, нормативы и т.д. Различают:

1) основная группа – предусмотрена для тех, кто не имеет отклонений в самочувствии;

2) подготовительная группа – здесь занимаются студенты, которые перенесли тяжелые болезни или операции;

3) специальная группа – для тех, кто имеет категорические медицинские показания;

4) освобожденные – те, кому противопоказаны занятия физкультурой. Данные студенты получают теоретические знания [2].

Для лучшего понимания количества студентов, относящихся к каждой из этих групп, а также личного мнения участников Специальной группы о значении физического развития в жизни людей, был проведен социальный опрос.

Участниками исследования явились студенты 1-го курса ОФО ИСТИ Кубанского государственного технологического университета с ослабленным здоровьем, которые числятся в Специальной группе. Их число в вузе на ноябрь 2020 года составило 102 человека.

Студентам был представлен ряд вопросов:

1. К какой группе для занятий спортом в университете вы относитесь?

2. Считаете ли вы, что разделение на группы по физическим способностям необходимо в высшем учебном заведении?

3. Положительно ли влияют занятия физкультурой на здоровье и психоэмоциональное состояние студентов?

4. Необходимы ли физические нагрузки в жизни человека?

Последние три вопроса были заданы студентам, числящимся в Специальной группе по занятиям физкультурой.

В таблицах 1 и 2 приведены результаты исследования.

Таблица 1 – процентное соотношение студентов ИСТИ в группах для занятия физкультурой.

Вопрос/ответ	Основн.	Подготовит.	Спец.	Освобожд.
Ваша группа?	66 %	2 %	23 %	9 %

Таблица 2 – мнение участников специальной группы по выше представленным вопросам (2, 3, 4).

Вопрос/ответ	Да	Нет	Затрудняюсь ответить
Как вы считаете, необходимо ли разделение студентов на группы по физическому здоровью?	89 %	2 %	9 %
Положительно ли влияют на ваше здоровье занятия спортом?	97 %	0 %	3 %
Важны ли физические занятия в студенческой жизни?	85 %	4 %	11 %

Число студентов, относящихся к спецгруппе составило 23%. Лишь 4% из них считают, что физические нагрузки в жизни молодежи не обязательны. Из этого следует, что, несмотря на различные проблемы со здоровьем, не позволяющие студентам полноценно заниматься физкультурой, они всё равно хотят посещать занятия и вести здоровый образ жизни.

Кубанский государственный университет ответственно относится к физическому развитию своих студентов, особенно тех, кто имеет проблемы со здоровьем. В специальных группах работают чуткие и внимательные преподаватели, задачей которых является помощь молодым людям в вопросах улучшения физического состояния. Студенты этих групп так же могут принимать участие в различных спортивных мероприятиях, соревнованиях. Вся спортивно-массовая и физкультурно-оздоровительная работа проводится кафедрой физической культуры и спорта в соответствии с требованиями программы по физическому воспитанию в образовательных учреждениях высшего образования РФ и решает следующие задачи:

– привлечение студентов, ППС и сотрудников к регулярным занятиям физической культурой и спортом;

- укрепление здоровья, формирование здорового образа жизни;
- повышение уровня физической подготовленности и спортивного мастерства;
- формирование позитивных жизненных установок студентов, их гражданское и патриотическое воспитание [3].

Студентам, числящимся в Специальной группе, предлагаются групповые занятия в различных видах спорта. Например, многие молодые люди занимаются в секции настольного тенниса: при игре в настольный теннис организм испытывает нагрузки аэробного характера, имеющие оздоровительный и терапевтический эффект. Особенно полезны дозированные нагрузки такого рода для профилактики и лечения заболеваний сердечно-сосудистой и дыхательной системы. В Кубанском технологическом университете регулярно проходят соревнования среди студентов в этом виде спорта.

По результатам опроса было выявлено, что студенты, имеющие проблемы со здоровьем и находящиеся в Специальной группе, считают, что занятия физкультурой очень важны. Все из них отмечают положительное влияние занятий физкультурой на своё здоровье. Кубанский государственный университет ответственно подходит к вопросу организации физического досуга для студентов Специальной группы: устраивает различные спортивные мероприятия и соревнования, позволяющие данным студентам принимать в них участие и одерживать спортивные победы, несмотря на различные проблемы со здоровьем.

Литература

1. Физическое воспитание студентов с ослабленным здоровьем [Электронный ресурс]. – URL : https://otherreferats.allbest.ru/sport/00217207_0.html (дата обращения 10.12.2020)
2. Подготовительная группа по физкультуре – что она означает. [Электронный ресурс]. – URL : <https://glav-inform.ru/podgotovitel'naya-gruppa-po-fizkulture-cto-ona-oznachaet/#i-4> (дата обращения 08.12.2020)
3. Кафедра физического воспитания и спорта [Электронный ресурс]. – URL : <https://kubstu.ru/s-202> (дата обращения 10.12.2020)

References

1. Physical education of students with impaired health [Electronic resource]. – URL : https://otherreferats.allbest.ru/sport/00217207_0.html (appeal date 10.12.2020)
2. Physical Education Preparatory Group – what it means. [Electronic resource]. – URL : <https://glav-inform.ru/podgotovitel'naya-gruppa-po-fizkulture-cto-ona-oznachaet/#i-4> (the date of access 08.12.2020)
3. Department of Physical Education and Sports [Electronic resource]. – URL : <https://kubstu.ru/s-202> (the date of access 10.12.2020).

Порядок публикации статьи

- Статья, предоставляемая для публикации в журнале, должна быть ранее неопубликованной, актуальной, обладать новизной, **тщательно вычитана**.
- Статья должна соответствовать **Правилам оформления**.
- Содержание статьи должно соответствовать тематикам рубрик журнала.
- В стоимость публикации входит один печатный экземпляр журнала, публикация в сетевой версии журнала (на сайте <http://id-yug.com>), почтовая доставка, сопровождение в системе РИНЦ.

Редакционный совет в течение 3–5 дней рассматривает предоставленную статью. В случае положительного решения о публикации редакция направляет Вам договор (оферта), счет (квитанцию) на оплату.

В случае необходимости редакция может затребовать предоставление заключения внутрифирменных служб экспортного контроля по материалам статьи.

Предоставляемая статья должна содержать следующие компоненты:

- Код УДК;
- Сведения об авторах (*рус./англ.*):
 - а) фамилия, имя, отчество (полностью);
 - б) ученая степень;
 - в) ученое звание;
 - г) должность, место работы (без сокращений);
 - д) контактный телефон;
 - е) контактный E-mail автора.
- Название статьи (*рус./англ.*);
- Аннотация (*рус./англ.*);
- Ключевые слова (*рус./англ.*);
- Основной текст статьи на русском языке (рекомендуется не менее 3-х страниц);
- Список литературы (*рус./англ.*).

Текст статьи должен быть набран в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 14, межстрочный интервал – 1, абзацный отступ 1,25 см., все поля – 2,5 см, страницы не нумеровать, для выделений использовать *курсив*, **жирный шрифт**, **а также их сочетание**.

Таблицы набираются в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 12. Таблицы нумеруются и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на таблицы.

Иллюстрации (рисунки, графики, диаграммы, фотографии) должны быть встроены в текст в виде картинок, в оттенках серого, разрешением 300 dpi. Иллюстрации нумеруются (нумерация сквозная арабскими цифрами) и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на иллюстрации.

Формулы набираются в редакторе формул Microsoft Equation 3.0. Все формулы должны иметь сквозную нумерацию арабскими цифрами. Номера формул оформляются в круглых скобках.

Сноски оформляются постранично.

Ссылки на литературу оформляются в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 и ГОСТ 7.82-2001. Ссылки оформляются в порядке упоминания или цитирования в тексте в квадратных скобках арабскими цифрами.

Более подробную информацию можно получить на сайте www.id-yug.com

График выхода журнала и приема статей на 2021 г.

№ журнала	Прием статей до:	Выход журнала:
1	31 марта	14 апреля
2	30 июня	14 июля
3	29 сентября	13 октября
4	22 декабря	29 декабря

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ
НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ
(политехнический вестник)

2020, № 4

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE
SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2020, № 4

www.id-yug.com

Редактор – А.С. Семенов

Editor – A.S. Semenov

Оригинал-макет – М.Б. Жаренко

Dummy – M.B. Zharenko

Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Design of a cover – M.B. Zharenko

Сдано в набор 20.12.2020.
Подписано в печать 25.12.2020.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 23,5.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 20.12.2020.
It is sent for the press 25.12.2020.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 23,5.
Circulation is 500 pieces.

Отпечатано в ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Зиповская 9, литер «Г», оф. 41/3

It is printed in JSC «Izdatelsky Dom – Yug»
Russia, 350072, Krasnodar,
Zipovskaya St., 9, letters «G», office 41/3

Заказ № 2235

Order № 2235

Тел.: +7 (918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com

Ph.: +7 (918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Site: www.id-yug.com