

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

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

№ 1

2020

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2020, № 1

**(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, № 1

**(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.

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ----- EDITOR-IN-CHIEF

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

Пережогин Л.А., Савицкий Ю.А., Терехов В.В.
Вакуум. Современные представления и проблемные вопросы 21
Perechogin L.A., Savitskiy Yu.A., Terekhov V.V.
Vacuum. Current views and problematic issues

Смелягин А.И.
Об основных понятиях и законах классической механики 25
Smelyagin A.I.
On the basic concepts and laws of the classical mechanics

Юсубов Ф.В.
Математическая модель многокомпонентных адсорбционных систем 39
Yusubov F.V.
The mathematical model of multicomponent adsorption systems

Науки о земле Sciences about the earth

Батыров М.И., Савенок О.В.
Разработка мероприятий для предупреждения и своевременной ликвидации геологического осложнения в виде рапопроявлений при бурении скважины № 9 Виланской площади 44
Batyrov M.I., Savenok O.V.
Development of measures for the prevention and timely elimination of geological complications in the form of rapid occurrences when drilling well № 9 on the Vikanskaya square

Березовский Д.А., Очередько Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу
Геологические основы для проектирования доразработки Некрасовского газоконденсатного месторождения 74
Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Geological basis for design of additional development of the Nekrasovskoye gas and condensate field

Березовский Д.А., Очередько Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу
Построение цифровых геологических моделей Некрасовского газоконденсатного месторождения 94
Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Construction of digital geological models of the Nekrasovskoye gas and condensate field

Гуцу А.С., Шиян С.И. Геолого-физическая характеристика Лебединского газового месторождения и основы для проектирования прогнозных показателей вариантов доработки залежи Лебединского поднятия	115
Gutsu A.S., Shiyan S.I. Geological and physical characteristics of the Lebedinskoye gas field and the basis for the design of forecasting indicators of options for the development of the Lebedinskoye deposit	
Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Применение заводнения пласта для повышения коэффициента извлечения нефти на поздней стадии эксплуатации на примере Аргунского нефтяного месторождения	132
Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Application of waterflooding to increase oil recovery at a late stage of operation using the example of the Argunskoye oil field	
Демирчян С.М. Исследование водосборного бассейна реки Воротан с использованием морфометрический метод изолонгов	154
Demirtshyan S.M. Investigation of the catchment basin of the Vоротan river by the usage of morphometric method of isolongs	
Кусов Г.В. Анализ технологических решений утилизации попутного нефтяного газа	158
Kusov G.V. Analysis of technological solutions for associated petroleum gas utilization	
Лешкович Н.М. Повышение эффективности борьбы с парафиноотложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении с использованием устройств постоянного магнитного поля	183
Leshkovich N.M. Increasing the effectiveness of the fight against paraffin deposits on the Anastasievsko-Troitskoye field using constant magnetic field devices	
Меринов И.А., Савенок О.В. Оценка эколого-экономической эффективности кустового безамбарного бурения на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения	201
Merinov I.A., Savenok O.V. Evaluation of ecological and economic efficiency of cluster-free drilling wells on the example of Kovyktinskoye gas-condensate field	
Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Техника и технология строительства эксплуатационной вертикальной скважины на Южно-Харьягинском нефтяном месторождении	216
Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Equipment and technology for the construction of an operational vertical well on the Yuzhno-Kharyaginskoye oil field	
Самойлов А.С., Савенок О.В. Обоснование максимальной выработки запасов залежей высоковязкой нефти многопластового месторождения на примере Ахтырско-Бугундырского месторождения	240

Samoylov A.S., Savenok O.V.

Substantiation of the maximum development of high-viscosity oil reserves deposits of a multilayer field on the example of the Akhtyrsko-Bugundyrskoye field

Шиян С.И., Чуприна Н.Э.

Особенности вертикально интегрированных нефтяных компаний в условиях российского рынка на примере пао «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» 262

Shiyan S.I., Chuprina N.E.

Features of vertically integrated oil companies under the conditions of the russian market on the example of PJSC «Oil company «LUKOIL»

Шиян С.И., Дунаев В.И.

Особенности проектирования и строительства компрессорной станции «Кубанская» 278

Shiyan S.I., Dunaev V.I.

Features of designing and construction of the «Kubanskaya» compressor station

Шиян С.И., Чуприна Н.Э.

Технико-экономическое обоснование применения технологии зарезки и бурения бокового ствола из бездействующей скважины 291

Shiyan S.I., Chuprina N.E.

Feasibility study of the application of sidetracking and drilling technology of the side hole from the inactive well

Машиностроение Mechanical engineering

Намазова Г.И.

Методика расчета сварных соединений на усталость 302

Namazova G.I.

Welded calculation procedure fatigue compounds

Рагимова М.С.

Оптимизация сварных конструкций гидротехнических сооружений 307

Ragimova M.S.

Welded calculation procedure fatigue compounds

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Ахмедова Д.Р., Никитин М.А.

Увлажнение конструкций. Причины и способы защиты 311

Akhmedova D.R., Nikitin M.A.

Humidification of structures. Reasons and methods of protection

Калкан С.Н., Леонова А.Н.

Особенности современных подходов при реконструкции фасадов жилых зданий 314

Kalkan S.N., Leonova A.N.

Features of modern approaches in the reconstruction of facades of residential buildings

Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Рашоян З.А. Региональные особенности организации перевозок скоропортящихся грузов	317
Konvalova T.V., Nadiryayn S.L., Rashaan Z.A. Research in the field of international transport efficiency in transport and technological systems of the region	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Анализ показателей оценки эффективности выбора подвижного состава при организации доставки грузов	322
Konvalova T.V., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Analysis of indicators for evaluating the effectiveness of the choice of rolling stock in the organization of cargo delivery	
Копцев И.С. Сравнение отечественных и европейских методик расчета больверков	326
Koptsev I.S. Comparison of russian and european methods of calculation of the bulwarks	
Крамаренко А.В., Насирова А.Р. Сравнительный анализ свойств стеновых блоков из арболита и керамзитобетона	330
Kramarenko A.V., Nasirova A.R. Comparative analysis of the properties of wall units from arbolite and ceramzye concrete	
Крамаренко А.В., Насирова А.Р. Сравнительный анализ теплофизических свойств экструзионного пенополистирола и пеноизола	333
Kramarenko A.V., Nasirova A.R. Comparative analysis of thermophysical properties of extruded polystyrene foam and penoizol	
Леонова А.Н., Федотова Е.А., Акопьян К.А. Проектирование и реконструкция с применением фотограмметрии	336
Leonova A.N., Fedotova E.A., Akopyan K.A. Design and reconstruction using photogrammetry	
Леонова А.Н., Ищук Ю.П., Погодина П.В. Способы усиления плит перекрытия в зоне продавливания	339
Leonova A.N., Ishchuk Yu.P., Pogodina P.V. Ways to strengthen floor slabs in the area of pushing	
Надирян С.Л., Баглай Ф.А., Мысливцева Е.Ю. Экологичность транспортной системы России	345
Nadiryayn S.L., Bahlai F.A., Myslivcova E.Yu. Environmental friendliness of the Russian transport system	
Надирян С.Л., Орешкина А.Д., Сенин И.С. Повышение безопасности дорожного движения в Краснодарском крае	353
Nadiryayn S.L., Oreshkina A.D., Senin I.S. Improving road safety in the Krasnodar region	

Панькова И.К. Усиление и замена несущих конструкций при реконструкции производственных зданий	359
Pankova I.K. Strengthening and replacement of load-bearing structures during reconstruction of industrial buildings	
Рабданов Д.М. Усиление и углубление треснувшего ленточного мелкозаглубленного фундамента	363
Rabdanov D.M. Strengthening and deepening of the cracked tape shallow foundation	
Сикорская М.Н.А., Rogozin A.A. Современные аспекты реконструкции жилых зданий	366
Sikorskaya M.N.A., Rogozin A.A. Modern aspects of the reconstruction of residential buildings	
Суханова А.Д., Мананкина А.С. Усиление конструкций композитными материалами	370
Suhanova A.D., Manankina A.S. Reinforcement of structures with composite materials	

Топливо-энергетический комплекс Fuel and energy complex

Аскеров А.Р., Юсубов Ф.В. Современное и потенциальное состояние тяжелых высоковязких нефтей, сличительные анализы экспериментов и математическая модель по переработке тяжёлой нефти	373
Askerov A.R., Yusubov F.W. Current and potential status of heavy high-viscous oils, comparative analysis of experiments and a mathematical model for the processing of heavy oil	
Гусейнли Н.Д., Юсубов Ф.В. Оптимальное проектирование процесса получения битумов	378
Guseinli N.J., Yusubov F.W. Optimal design of bitumen production process	
Добробаба Ю.П., Еномян Л.Э., Асланова Д.А. Анализ характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя	382
Dobrobaba Yu.P., Enokyan L.E., Aslanova D.A. Analysis of the characteristic equation of a two-mass elastic electromechanical system without taking into account the influence of induction of an anchor engine chain	
Добробаба Ю.П., Еномян Л.Э. Формирование монотонных переходных характеристик систем третьего порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения	388

- Dobrobaba Yu.P., Enokyan L.E.**
Formation of monotone transition characteristics of third order systems with a pair of complex roots of the characteristic equation
- Добробаба Ю.П., Овсиенко В.А.**
Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока 393
- Dobrobaba Yu.P., Ovsienko V.A.**
Close to optimum optimum diagram for large changes of angular speed of the executive body of a precision dc electric drive
- Добробаба Ю.П., Ульрих Р.В.**
Ассиметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом без ограничения по скорости 399
- Dobrobaba Yu.P., Ulrikh R.V.**
Asymmetric optimal speed diagram of the movement of the executive body of a particularly precise dc electric drive with an elastic shaft without speed limit
- Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Чернуха М.В.**
Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению 404
- Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Chernukha M.V.**
Close to optimum optimum diagram of movement of executive electric drive body with restriction on voltage
- Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Щелканов Г.В.**
Анализ переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения 414
- Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Shchelkanov G.V.**
Analysis of transitional characteristics of the fourth order system with two pairs of multiple roots of the characteristic equation
- Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Щелканов Г.В.**
Анализ переходных характеристик системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения 421
- Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Shchelkanov G.V.**
Analysis of transitional characteristics of the fourth order system with three multiples roots of the characteristic equation
- Беседин Е.А., Брысаев Д.О.**
Современная температурная защита для релейной защиты высоковольтных электродвигателей 431
- Besedin E.A., Brysaev D.O.**
Modern temperature protection for relay protection of high -voltage electric motors
- Беседин Е.А., Горгоцкий И.В., Сясько О.В.**
Структурная схема и принцип работы органа контроля режима устройства быстродействующего автоматического включения резерва 438

Besedin E.A., Gorgotskiy I.V., Syasko O.V.
Block diagram and principle of operation of the on control mode
of the device a fast-acting automatic transfer switch

Беседин Е.А., Левченко А.В., Недилько С.А.
Статическая устойчивость узлов нагрузки промышленных предприятий 446

Besedin E.A., Levchenko A.V., Nedilko S.A.
Static stability of load nodes of industrial enterprises

Юсубов Ф.В., Халилов С.П.
Математическое моделирование процесса коксования 454

Yusubov F.V., Khalilov S.P.
Mathematical modeling of the coking process

Экономика и управление по отраслям Economy and management on branches

Гасумов Э.Р.
Экономические риски и обеспечение экологической безопасности
при разработке мелких газоконденсатных месторождений 458

Gasumov E.R.
Economic risks and environmental safety assurance
in the development of small gas condensate fields

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАЗОВАНИИ..... INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN EDUCATION

Варфоломеева С.В., Божко С.В., Терехов В.В.
Применение математических методов имитационного моделирования в ВС РФ 467

Varfolomeeva S.V., Bozhko S.V., Terekhov V.V.
Application of mathematical methods of simulation
in the Armed Forces of the Russian Federation

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 621

ВАКУУМ. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ



VACUUM. CURRENT VIEWS AND PROBLEMATIC ISSUES

Пережогин Леонид Анатольевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Савицкий Юрий Александрович

доцент, доцент кафедры механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Терехов Владимир Валерьевич

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Аннотация. В статье рассмотрены проблемные вопросы о природе физического вакуума. Представлены общепринятые воззрения и предлагаемые различными исследователями (от Эйнштейна и Дирака до современных ученых) взгляды на природу и внутреннюю структуру вакуума.

Ключевые слова: вакуум, низкий вакуум, высокий вакуум, сверхвысокий вакуум, стандартная модель, поле Хиггса, эффект Казимира, теория суперобъединения, квантон, сверхупругость и сверхпроницаемость.

Perechogin Leonid Anatolich

Ph.D. in Technical Sciences,
Associate Professor,
Head of the Department of Engineering,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Savitskiy Uriy Aleksandrovich

Associate Professor,
Head of the Department of Engineering,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Terekhov Vladimir Valerievich

Ph.D. in Technical Sciences,
Associate Professor,
Head of the Department of Engineering,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Annotation. The article deals with problematic questions about the nature of the physical vacuum. The paper presents the generally accepted views and proposed by various researchers (from Einstein and Dirac to modern scientists) on the nature and internal structure of the vacuum.

Keywords: vacuum, low vacuum, high vacuum, ultra-high vacuum, standard model, Higgs field, Casimir effect, superunion theory, quantonism, superelasticity, and superpermeability.

С о школьной скамьи все знакомы с понятием «*вакуум*», происходящим от латинского *vacuum* – пустота. В бытовом понимании вакуум – это некий объем, в котором давление воздуха близко к нулю.

На поверхности земли давление атмосферного воздуха имеет значение $1,013 \cdot 10^5 \pm 400$ Па и по мере увеличения высоты над поверхностью земли уменьшается.

Таким образом, любой человек, поднявшийся в воздух на летательном аппарате, попадает в область пониженных давлений, причем с увеличением высоты полета разрежение быстро увеличивается. С появлением новой авиационной техники высота полета летательных аппаратов увеличивается в до космических значений, поэтому курсантам следует иметь понятие о вакууме и о современном понимании этого термина.

Техническим вакуумом называют газовую среду в сосуде или трубопроводе с давлением значительно меньшим, чем в окружающей атмосфере. Мерой степени разрежения вакуума служат концентрация молекул газа и (или) длина свободного пробега молекул газа λ , связанная с *взаимными* столкновениями молекул и характерным линейным размером l сосуда, в котором находится газ.

В технике низким вакуумом (или форвакуумом) [1] называют среду с давлением около 1 торр (1 торр $\approx 133,322$ Па или 1 мм. рт.ст.). При таком давлении концентрация молекул газа составляет 10^{16} мол/см³, а соотношение $\lambda/l \ll 1$.

Высоким вакуумом называют среду с давлением от 10–5 торр. При этом $\lambda/l \approx 1$, а концентрация молекул газа составляет 1011 мол/см³.

Среды с давлением 10^{-9} торр и ниже, когда $\lambda/l \ll 1$, называют *сверхвысоким вакуумом*.

Есть основание полагать, что в дальнем космосе давление может быть даже 10^{-16} торр, при котором концентрация молекул менее 1 мол/см³.

Для гипотетической среды, в которой вообще нет вещества, применяется понятие абсолютного (математического) вакуума.

И хотя теоретически нулевая плотность вещества в пространстве представима, в науке достаточно давно появилось осознание того, что вакуум не пустота, не некое «ничто», и с этим было связано введение понятия «*физический вакуум*».

С начала прошлого века известен факт, что атом любого вещества несоизмеримо больше ядра, находящегося в его центре. Пространство между электронами и ядром ничем (никаким веществом) не заполнено, т.е. именно этот «физический вакуум» занимает подавляющую часть объема даже в самом плотном веществе.

На вопрос о том, чем же является физический вакуум на самом деле, существуют различные точки зрения.

Здесь предпринята попытка представить их в самом сжатом виде.

Еще в 1915 году Эйнштейн [2] сформулировал общую теорию относительности, в которой вывел уравнения, описывающие гравитационные взаимодействия через кривизну пространства событий. При этом понималось, что массивное тело искривляет пространство-время вокруг себя, поскольку существуют две объективных реальности – пространство-время (что является собой континуум) и материя. Само наличие материи в пространственно-временном континууме искривляет его.

В работе [3] Эйнштейн определенно высказал свою точку зрения, что «пустого» пространства, то есть пространства без поля, не существует, откуда следует, что пространство-время существует не само по себе, а только как структурное свойство поля.

Наиболее распространенным современным взглядом на природу физического вакуума является представление о нем, как о некоей полевой материи. Одной из возможных форм такого поля, согласно Стандартной модели физики элементарных частиц [4], является поле Хиггса. Наличие взаимодействия вакуума с вещественной материей было совсем недавно (в 2010–2011 г.) экспериментально доказано статическим и динамическим эффектами Казимира [5]. Первым (статическим эффектом) было доказано существование давления вакуума, проявляющегося в его способности сблизить тела на очень малых расстояниях. Вторым (динамическим эффектом) – способность вакуума тормозить движущиеся тела за счет непрерывно возникающих в нем флуктуаций.

Еще один взгляд состоит в том, что вакуум – это одна из форм материи, представляющая состояние квантового поля с наименьшей энергией. Согласно [6] на сегодня известны многие свойства квантового поля, но вопрос о его физической природе остается открытым. В первом приближении квантовое поле представляют как пространство, заполненное квантами заряда, т.е. все уровни физического вакуума заполнены квантами одного знака (теория дырок Дирака).

В 1985 г. известный английский физик-теоретик и популяризатор науки П. Девис [7] высказал мнение, что *«вся природа, в конечном счете, подчинена действию некой суперсилы, проявляющейся в различных «ипостасях». Эта сила достаточно мощна, чтобы создать нашу Вселенную, наделить ее светом, энергией, материей и придать ей структуру. Но суперсила – нечто большее, чем просто создающее начало. В ней материя, пространство-время и взаимодействие слиты в нераздельное гармоничное целое, порождающее такое единство Вселенной, которое ранее никто не предполагал»*.

Сходные по сути, но различающиеся в подходах и деталях взгляды на структуру и свойства физического вакуума изложены в работах [8, 9, 10].

Например, А.В. Рыков [8], исходя из представлений об электромагнитной природе вселенной. Указывая на невозможность распространения электромагнитных волн в «пустом» пространстве, он для физического вакуума, употребляет термин «среда». По его расчетам среда имеет дискретную электронно-позитронную «решётку» с размерным шагом $r_e \approx 1,399 \cdot 10^{-15}$ м в узлах которой имеются заряды (+) и (–). Исходя из положений электродинамики, автор убедительно показывает связь между мировыми фундаментальными константами, дает объяснение большинству недавно открытых космологических явлений и формулирует направления развития прорывных практических технологий.

По В.В. Леонову, выдвинувшему теорию суперобъединения [9], вакуум представляет собой среду, состоящую из квантонов – квантов пространства-времени, имеющих диаметр порядка $\sim 10^{-25}$ м (это размер на 10 порядков меньший полученного в [8]

размера g_e). По теории суперобъединения квантон состоит из четырех невесомых (т.е. не имеющих массы) монополярных зарядов: двух электрических ($+1e$ и $-1e$) и двух магнитных ($+1g$ и $-1g$), связанных внутри электромагнитного квадруполь. В квантоне центры зарядов, равных по величине заряду электрона ($1,602 \cdot 10^{-19}$ Кл), служат источниками и стоками полей, образуя электрический ($+1e, -1e$) и магнитный ($+1g, -1g$) диполи, электрические и магнитные оси которых всегда остаются ортогональными. Внутри квантона электричество и магнетизм связаны сверхсильным электромагнитным взаимодействием (СЭВ), объединяясь в единую субстанцию. Полевая форма материи характеризуется свойствами с приставкой «сверх»: сверхупругостью и сверхпроницаемостью, при которых любое твердое тело из вещественной материи может свободно проникать в сверхтвердую квантованную среду и свободно двигаться в ней. Квантон представляет собой объемный упругий резонатор, колебания которого задают темп электромагнитным процессам, и это позволяет автору утверждать, что квантон объединяет в себе как электричество и магнетизм, так и пространство и время. Концентрация квантонов составляет $\rho_0 \approx 3,55 \cdot 10^{75}$ квантонов/м³, что обеспечивает вакууму сверхвысокий энергетический потенциал.

По представлениям Г.И. Шипова [10], невозмущенный вакуум является однородным телом, обладающим свойствами инерции и абсолютной упругости и имеющим в невозмущенном состоянии нулевой уровень плотности ρ_0 . Однако плотность вакуума не точно равна нулю, а имеет очень слабую реликтовую асимметрию в пользу материальности (но не антиматериальности), так что вакуум имеет положительную массу порядка $\sim 10^{-29}$ г/см³, что близко к оценке, полученной в [8]. Кроме того, автор [10] полагает, что вакуум имеет многослойную иерархическую структуру и насыщен энергией. По приводимым им оценкам плотность энергии только одного электромагнитного слоя вакуума может составлять от 10^{18} до 10^{19} Дж/см³. Кроме того, автор допускает существование бозонного, кварк-глюонного, хиггсовского и, возможно, других вакуумных конденсатов.

В работе [8] и ряде других источников приводятся изложенные в популярной форме расчетные оценки энергетического потенциала вакуума, выполненные нобелевскими лауреатами Р. Фейнманом и Дж. Уиллером. Авторы приводят пример, что энергии, заключенной в вакууме, имеющем объем обычной электрической лампочки, хватит для того, чтобы вскипятить все океаны на Земле.

В заключение этого краткого обзора можно сказать, что изложенные взгляды на сущность и свойства физического вакуума сходны в том, что вакуум не абсолютная пустота, а поле, обладающее уникальными свойствами и громадной энергией. Поэтому можно предположить, что в недалеком будущем на основании новейших открытий астрономии, экспериментальных и теоретических исследований природы физического вакуума, будет принято единое воззрение, которое позволит выйти на прорывные научные и технические решения в области проблем гравитации и энергетики. Так, на 2019–2020 гг. в корпорации Роскосмос намечена доработка и апробация технических устройств, разработанных на предпосылках, вытекающих из теории суперобъединения В. Леонова.

Литература

1. Вакуумная техника. Термины и определения : ГОСТ 5197-85.
2. Эйнштейн А. Собрание научных трудов. – М. : Наука, 1965–1967. – Т. 1–4.
3. Эйнштейн А. Релятивистская теория несимметричного поля : Собрание научных трудов. – М. : Наука, 1966. – Т. 2. – С. 873.
4. Емельянов В.М. Стандартная модель и ее расширения. – М. : Физматлит, 2007. – 584 с.
5. Паевский А. Топ-10 научных новостей «в Натуре». – ТрВ-Наука, 17.01.2012. – № 1 (95). – С. 9.
6. Вайнберг С. Квантовая теория полей. – М. : Фазис, 2002. – Т. 3. – 458 с.
7. Дэвис П. Суперсила. – М. : Мир, 1989. – 271 с.
8. Рыков А.В. Вакуум и вещество Вселенной. – М. : 2007. – 160 с.
9. Леонов В.С. Открытие электромагнитного кванта пространства и природа гравитационных взаимодействий / в сб. «Четыре доклада по теории УКС». – СПб, 2000. – С. 52–53.
10. Шипов Г.И. Теория физического вакуума. – М. : Наука, 1997.

References

1. Vacuum technology. Terms and definitions : GOST 5197-85.
2. Einstein A. Collection of scientific works. – M. : Science, 1965–1967. – Т. 1–4.
3. Einstein A. Relativistic Theory of Symmetric Field : A Collection of Scientific Proceedings. – M. : Science, 1966. – Vol. 2. – P. 873.
4. Emelyanov V.M. Standard model and its extensions. – M. : Fizmatlit, 2007. – 584 p.
5. Paevskiy A. Top-10 scientific news «in Nature». – TrV-Nauka, 17.01.2012. – № 1 (95). – P. 9.
6. Weinberg S. Quantum field theory. – M. : Phasis, 2002. – Т. 3. – 458 p.
7. Davis P. Superpower. – M. : World, 1989. – 271 p.
8. Rykov A.V. Vacuum and Material of the Universe. – M. : 2007. – 160 p.
9. Leonov V.S. Opening of an electromagnetic space quantum and the nature of the gravitational interactions / in a collection «Four reports on the theory of UCS». – St. Petersburg, 2000. – P. 52–53.
10. Shipov G.I. The theory of physical vacuum. – M. : Nauka, 1997.

УДК 621.01

ОБ ОСНОВНЫХ ПОНЯТИЯХ И ЗАКОНАХ КЛАССИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ ◆◆◆◆ ON THE BASIC CONCEPTS AND LAWS OF THE CLASSICAL MECHANICS

Смелягин Анатолий Игоревич

доктор технических наук, профессор
кафедры наземного транспорта и механики,
Кубанского государственного
технологического университета
asmelyagin@yandex.ru

Аннотация. Наука, изучающая механические взаимодействия, движения и равновесие материальных тел, называется Механикой. Фундамент современной классической механики построен на трудах Галилея, Ньютона, Эйлера и таких понятиях как – пространство, время, материальное тело, материальная точка, масса, движение, покой, кинематические характеристики движения, меры движения, взаимодействие, связь, меры взаимодействия. Анализ законов – аксиом И. Ньютона показывает, что строго говоря, они не являются ни законами и ни аксиомами. Это обусловлено тем, что они описывают движение только не существующих в природе объектов, а именно, материальных точек. Основные понятия классической механики в настоящее время точно не определены и не сформулированы. Следовательно, классическая механика нуждается в построении новой теоретической базы. Уточнены и сформулированы основные понятия и реальные законы классической механики.

Ключевые слова: аксиомы, законы, взаимодействие, механическое движение, сила, связь, масса, время, пространство, покой, равновесие, кинематические характеристики, меры движения, меры взаимодействия.

Smelyagin Anatoly Igorevich

Doctor of technical sciences, Professor
Department of land transport and mechanics,
Kuban State Technological University

Annotation. A science that studies mechanical interactions, movements, and the equilibrium of material bodies is called Mechanics. The foundation of modern classical mechanics is based on the works of Galileo, Newton, Euler and such concepts as space, time, material body, material point, mass, motion, peace, kinematic characteristics of motion, motion measures, interaction, communication, interaction measures. The analysis of laws – the axioms of I. Newton shows that, strictly speaking, they are neither laws nor axioms. This is due to the fact that they describe the movement of only objects that do not exist in nature, namely, material points. The basic concepts of classical mechanics are currently not precisely defined and not formulated. Consequently, classical mechanics needs to build a new theoretical base. The basic concepts and real laws of classical mechanics are refined and formulated.

Keywords: axioms, laws, interaction, mechanical motion, force, connection, mass, time, space, peace, equilibrium, kinematic characteristics, measures of motion, measures of interaction.

Введение

Наука, изучающая механические движения, взаимодействия и равновесие материальных тел называется Механикой [1–3].

Современная механика разделяется на классическую механику и общую и специальную теорию относительности (ОТО и СТО) [1–6].

Изучением движения материальных тел и механических систем, при скоростях исследуемых объектов:

- значительно меньших скорости света, занимается классическая механика;
- приближающихся к скорости света, занимаются ОТО и СТО.

Практически все технические устройства, которые были созданы человечеством имеют скорости значительно меньшие чем скорость света и поэтому они сделаны с использованием законов и методов расчета классической механики.

Классическая механика, в отличие от общей теории относительности, прошла многократную строгую теоретическую и экспериментальную проверку и гарантированно обеспечивает требуемую точность технических расчётов. Поэтому применять в инженерной и научной деятельности практически не проверенные практикой другие теории, которые сильно усложняют расчёты и исследования создаваемых устройств и при этом не повысят их реальную точность расчёта, не имеет никакого смысла [4, 6].

Фундамент современной классической механики построен на идеях, трудах, аксиомах и законах, Галилея [7], Ньютона [8] и Эйлера [9] и таких основных понятиях [1–13] как:

- 1) материальное тело;
- 2) материальная точка;
- 3) масса;

- 4) движение;
- 5) покой;
- 5) пространство;
- 7) время;
- 8) кинематические характеристики движения;
- 9) меры движения;
- 10) взаимодействие;
- 11) связь;
- 12) меры взаимодействия.

Как показано в [4, 5, 6, 10, 11, 12] практически все основные понятия классической механики чётко не определены, а законы и аксиомы в основном:

- относятся не к реальным объектам (телам), а к виртуальным материальным точкам;

- сформулированы только для объектов совершающих поступательное движение.

Следовательно, современная классическая механика нуждается в построении соответствующей времени теоретической базы [4, 5].

Основные понятия и определения

Любая наука имеет право на существование только в том случае, если она строится на законах природы и точной и логичной терминологии. Поэтому сформулируем и определим основные понятия классической механики.

Вселенная состоит из различных объектов, в том числе и из *материальных тел*.

Материальное тело – это вещество, сосредоточенное в определенном объёме, или объект Вселенной, который имеет массу, геометрические размеры (объём) и отделенный от других тел внешней границей [6].

Материальные объекты могут быть твёрдыми, жидкими, газообразными плазменными.

Масса – это количество вещества (материи) находящегося в теле [6].

Масса это один из наиболее важных параметров материального тела, который определяет энергетические (количество энергии), кинематические (соэнергию [11] или количество движения) и динамические (момент инерции) свойства тела.

Часто в механике для удобства проводимых исследований используют такое понятие как *материальная точка*.

Материальная точка – это виртуальный объект, который имеет массу, но не имеет геометрических размеров.

Материальная точка (МТ) это математическая абстракция, придуманная для упрощения исследования реальных материальных объектов (тел) [6]. В общем случае понятие МТ можно применять при приближённых исследованиях движений материальных объектов. Понятие МТ целесообразно использовать только при исследовании траектории (центра масс) движения объекта. В этом случае роль МТ исполняет центр масс объекта.

Все материальные тела Вселенной постоянно находится в движении, то есть они всегда изменяют своё положение, форму и состав.

Движение – это любое (физическое, химическое) изменение, происходящее с материальным телом [11].

В механике под *движением* понимают перемещение материального тела в исследуемом *пространстве*.

Движения тел разделяют на простейшие (поступательное и вращательное) и сложные (результаты сложений простейших движений).

Так как во Вселенной все объекты всегда находятся в движении, то любое механическое движение материальных тел является относительным.

Покой (равновесие) – это движение исследуемых объектов относительно друг друга с одинаковыми кинематическими параметрами.

Если исследуемые объекты движутся в пространстве с одинаковыми кинематическими характеристиками, то условно считают, что они *неподвижны* друг относительно друга.

Практически любая теория о движении материальных тел строится на таких понятиях как *пространство* и *время* [5].

Пространство – это многогранное и, прежде всего, абстрактное философское понятие [6].

В физике термин «пространство» понимают в двух смыслах [6]:

- физическое *пространство* – трёхмерное пространство нашего повседневного мира в котором определяется положение физических тел и происходит механическое движение, геометрическое перемещение различных физических тел и объектов;

- различные абстрактные *пространства* в том смысле, как они понимаются в математике, не имеющие к обычному («физическому») пространству никакого отношения.

В классической механике приняты некорректные понятия абсолютного и относительного *пространства*, сформулированные И. Ньютоном [8]. Следует отметить, что как сам И. Ньютон, так и авторы современных трудов по механике [4, 5], считают эти понятия общеизвестными и потому полагают, что нет необходимости их правильно формулировать и объяснять.

Сформулируем понятие пространства.

Пространство – это мысленная часть Вселенной, сформированная для изучения движения исследуемого материального объекта.

Так как во Вселенной исследуемых материальных объектов бесконечное множество, то для моделирования их движения нужно такое же количество пространств.

В механике пространство чаще всего образуют с помощью осей прямоугольной (Декартовой) системы координат и его считают Евклидовым.

Оси – это определенным образом направленные отрезки линий.

Оси могут быть как размерными (на них наносятся шкалы), так и безразмерными.

Оси – это субъективный выбор исследователя.

Чтобы правильно изучать движение исследуемого объекта созданное пространство должно обладать всеми свойствами той части Вселенной, в которой находится этот объект.

Пространство характеризуют мерностью M . Мерность пространства определяется числом координат его образующих. Реальные пространства могут быть одно ($M=1$), двух ($M=2$) и трёхмерными ($M=3$) (рис.1).

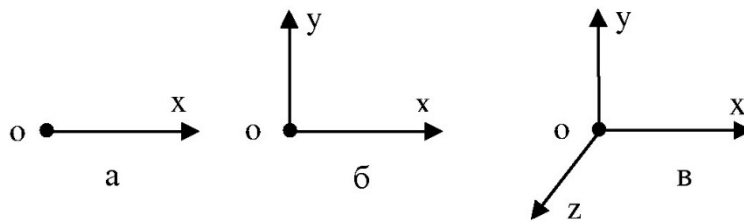


Рисунок 1 – Пространства
а – одномерное ($M=1$), б – двухмерное ($M=2$), в – трёхмерное ($M=3$)

Исследуемые объекты могут существовать (перемещаться) в одно, двух и трёхмерных пространствах [14–17]. Например, канатоходец при его перемещении по канату движется в одномерном пространстве, а самолёт летит – в трёхмерном пространстве.

Пространства также целесообразно характеризовать [14–17] подвижностью или числом степеней свободы.

Подвижность пространства Π определяется числом независимых простейших движений, реализуемых в нём (рис. 2).

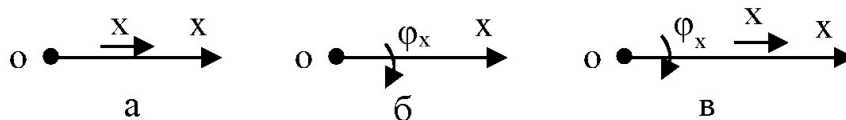


Рисунок 2 – Подвижности пространства
а – одномерное ($M=1$) одноподвижное ($\Pi=1$) пространство в котором реализуется одно простейшее поступательное движение вдоль оси x ;
б – одномерное ($M=1$) одноподвижное ($\Pi=1$) пространство в котором реализуется одно простейшее вращательное движение вокруг оси x ;
в – одномерное ($M=1$) двухподвижное ($\Pi=2$) пространство в котором реализуется два простейших движения – поступательное вдоль и вращательное вокруг оси x

Подвижность пространств в зависимости от видов исследуемых объектов и механических систем может варьироваться от единицы до шести [14–17].

Время – это субъективная абстракция, введённая для упрощения информационного и математического моделирования движений, процессов и явлений, происходящих во Вселенной и обществе.

Время – это не объект Вселенной и, поэтому, оно не существует [6].

Время – это параметр или одна из возможных осей для создания того или иного математического пространства.

Время, как и любую другую ось, можно измерять различными способами. Так, например, время измеряют секундами, колебаниями, сутками, годами, объемами песка и воды, шагами, расстояниями и т.д.

Механическое движение материальных объектов определяется следующими *кинематическими характеристиками*:

- 1) траекторией;
- 2) законом движения;
- 3) скоростью;
- 4) ускорением;
- 5) аналогом скорости;
- 6) аналогом ускорения.

Траектория точек – это совокупность в пространстве точек (линия), в которых они уже были или будут находиться.

Траектория тела – это совокупность в пространстве точек (линия), в которых центр масс материального тела уже был или будет находиться.

Закон движения – это функциональная зависимость радиус-вектора (перемещения, координаты) исследуемой точки материального объекта от времени:

$$\vec{r} = f(t). \quad (1)$$

Скорость – это быстрота изменения радиус-вектора (перемещения, координаты) исследуемой точки материального объекта во времени:

$$\vec{v} = \frac{d\vec{r}}{dt}. \quad (2)$$

Из (1) и (2) следует, что *скорость* – это первая производная от радиус-вектора (перемещения, координаты) исследуемой точки материального объекта по времени.

Ускорение – это быстрота изменения скорости исследуемой точки материального объекта во времени:

$$\vec{a} = \frac{d\vec{v}}{dt}. \quad (3)$$

Из (3) следует, что *ускорение* – это первая производная от скорости исследуемой точки материального объекта по времени.

Так как скорости и ускорения определяются как производные по параметру времени, которое, как показано выше, не существует в природе, то лучше вместо этих понятий использовать понятия аналогов скоростей и ускорений [14, 18, 20].

При исследовании машин и механизмов вводятся понятия аналогов скоростей и ускорений. *Аналоги* скоростей и ускорений применяются при кинематическом и динамическом анализе машин и механизмов, когда предварительно нельзя определить скорости и ускорения исследуемых точек и звеньев.

Понятия *аналогов* скоростей и ускорений при кинематическом исследовании механизмов ввел Л.В. Ассур.

Аналогом скорости исследуемой точки какого-либо звена механизма является первая производная от перемещения этой точки по обобщенной координате механизма.

Так, если исследуемая точка совершает поступательное перемещение S_i , а обобщённой координатой является угол поворота начального (первого) звена механизма φ_1 , то аналог скорости исследуемой точки будет:

$$S'_{i\varphi_1} = \frac{dS_i}{d\varphi_1}. \quad (4)$$

Аналогом ускорения исследуемой точки какого-либо звена механизма является вторая производная от перемещения этой точки по обобщенной координате механизма.

Так, если исследуемая точка совершает поступательное перемещение S_i , а обобщенной координатой является угол поворота начального (первого) звена механизма φ_1 , то *аналог ускорения* исследуемой точки будет:

$$S''_{i\varphi_1} = \frac{d^2 S_i}{d\varphi_1^2}. \quad (5)$$

Из (4) и (5) следует, что *аналоги скоростей* и ускорений зависят только от движений тел (звеньев) и не зависят от времени и, следовательно, они представляют собой скорости движения точек одного тела относительно другого.

Отметим, аналоги скорости и ускорения, в общем-то, не очень корректные понятия. Правильнее было бы (4) и (5) определять, как скорости движения точек одного тела относительно другого или, как это делается при исследовании зубчатых передач, называть передаточным отношением.

Под *передаточным отношением* понимают отношение угловых скоростей ω взаимодействующих между собой звеньев. Так, если за начальное звено принять первое звено механизма, а второе за исследуемое, то передаточное отношение можно определить, как:

$$u_\omega = \frac{\omega_2}{\omega_1} = \frac{d\varphi_i/dt}{d\varphi_1/dt} = \frac{d\varphi_i}{d\varphi_1}. \quad (6)$$

В соответствии с (4) формулу (6) можно представить в виде:

$$\varphi'_{i\varphi_1} = \frac{d\varphi_i}{d\varphi_1}. \quad (7)$$

Из (7) следует, что передаточное отношение u_ω – это аналог угловой скорости по Ассур.

Поступая аналогично, найдем передаточное отношение для угловых ускорений

$$u_\varepsilon = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} = \frac{d^2\varphi_i/dt^2}{d^2\varphi_1/dt^2} = \frac{d^2\varphi_i}{d\varphi_1^2}. \quad (8)$$

В соответствии с (5) формулу (8) можно представить в виде:

$$\varphi''_{i\varphi_1} = \frac{d^2\varphi_i}{d\varphi_1^2}. \quad (9)$$

Из (9) следует, что передаточное отношение u_ε – это аналог углового ускорения по Ассур.

Следовательно, как следует из (6) и (8), аналоги скоростей и ускорений было бы правильнее называть передаточными отношениями скоростей и ускорений, соответственно. Но так как понятия аналогов скоростей и ускорений являются общепринятыми в настоящее время, то менять их названия не имеет смысла. Важно то, что эти понятия позволяют исследовать кинематику и динамику механических систем без абстрактного параметра – времени.

Для удобства исследования движения материальных тел и механических систем в классической механике также вводятся такие понятия как *меры движения*.

Мерами движения являются:

- 1) сознергия (количество движения или импульс);
- 2) момент количества движения (кинетический момент);
- 3) кинетическая энергия.

В [8] И. Ньютон вводит понятие *количества движения*.

Отметим, что сам термин количество движения бессмыслен по определению [11]. Так слово количество – это числовое значение параметра, выражаемое в определенных единицах измерения, то есть предполагает счёт чего-либо, но подсчитать или посчитать количественно движение невозможно.

В физике обычно количество движения называют импульсом. Термин импульс, главным образом, относится к кратковременным процессам [11]. Применять термин импульс для физической величины, которая может быть, как кратковременной, так и длительной не логично.

Итак, термины «количество движения» и «импульс» формально не соответствуют своему смысловому назначению. Следовательно, эти термины надо заменить. Поэтому в [11] предлагается заменить термин количество движения и момента количества движения на сознергия.

Сознергия тела совершающего поступательное движение – это векторная величина равная произведению массы тела его на скорость:

$$\bar{K} = m\bar{V}. \quad (10)$$

Сознергия тела совершающего вращательное движение – это векторная величина равная произведению момента инерции тела на его угловую скорость:

$$\bar{L} = I\bar{\omega}. \quad (11)$$

Сознергия величина векторная и её направление совпадает с направлением соответствующей скорости тела.

Энергия это – способность тел производить работу [6, 11].

Энергия – (от греч. energeia – действие, деятельность) мера движения взаимодействующих материальных объектов.

В механике различают потенциальную, кинетическую и полную энергии.

Потенциальная энергия – это запасённая энергия взаимодействия материальных тел.

Кинетическая энергия – это энергия движения материальных тел и механических систем.

Полная механическая энергия материального тела – это сумма потенциальной и кинетической энергий тела.

Механические энергии тела это величины относительные.

Кинетическая энергия тел, совершающих поступательное движение, определяется как скалярное произведение соответствующей сознергии и линейной скорости:

$$T = a\bar{K} \cdot \bar{V}, \quad (12)$$

где $a = \frac{1}{2}, 1, \frac{3}{2}$ – коэффициент, зависящий от способа реализации движения тела.

Подставив в (12) значение сознергии (10), получим:

$$T = amV^2. \quad (13)$$

Из (13) следует, что кинетическая энергия тел, совершающих поступательное движение, – это скалярная величина

Кинетическая энергия тел, совершающих вращательное движение, определяется как скалярное произведение соответствующей сознергии и угловой скорости:

$$T = a\bar{L} \cdot \bar{\omega}. \quad (14)$$

Подставив в (14) значение сознергии (11), получим:

$$T = aI\omega^2. \quad (15)$$

Из (15) следует, что кинетическая энергия тел, совершающих вращательное движение, – это скалярная величина

Кинетическая энергия тел, совершающих сложное движение и механических систем, определяется суммой кинетических энергий соответствующих движений тел и всех тел, входящих в систему:

$$T = \sum T_i. \quad (16)$$

Так как кинетические энергии материальных объектов зависят от скорости, то они относительные величины.

Итак, движение материального тела (точки) можно мерить двояким образом: сознергией и кинетической энергией. Первая мера движения величина векторная, а вторая – скалярная.

Меры движения не являются причинами движения объекта. Они только позволяют или помогают эффективно исследовать частные движения материальных объектов.

Следовательно, меры движения не могут быть основными понятиями при изучении законов движения материальных объектов. Поэтому изучать движение любого материального объекта можно и без этих мер.

Все объекты Вселенной взаимодействуют между собой.

Взаимодействие – это действие объектов Вселенной, друг на друга приводящее к изменению их движения, формы, деформации, вида, состава, строя, содержания, интеллекта.

Взаимодействия разделяют на:

- 1) духовные;
- 2) социальные;
- 3) материальных тел.

В дальнейшем в настоящей работе будут рассматриваться только взаимодействия материальных объектов, так как первые два вида взаимодействий не являются предметом исследования классической механики.

Взаимодействия материальных объектов осуществляется посредством полей, в результате чего на них действуют распределенные нагрузки (давления) и моменты или между ними происходят химические реакции.

Взаимодействия материальных объектов парны, противоположно направлены и равно велики.

Взаимодействия могут приводить тела, как в движение, так и в состояние покоя.

Взаимодействия (поля) могут быть гравитационными, сильными, слабыми, магнитными, электрическими, тепловыми и биологическими.

Гравитационное взаимодействие существует между материальными телами.

Электромагнитное взаимодействие действует между телами и частицами, обладающими электрическими зарядами.

Сильное взаимодействие, действует между элементарными частицами.

Слабое взаимодействие, проявляется на расстояниях, значительно меньших размера атомного ядра.

Тепловые взаимодействия изменяют внутреннюю энергию тел.

Биологические взаимодействия возникают в результате действия живых объектов, как между собой, так и с неживыми материальными телами. Эти взаимодействия проявляются в виде чувства присутствия посторонних объектов так и в перемещении (притягивании) материальных тел.

Взаимодействующие материальные объекты накладывают ограничения на их движение. Для учёта этих ограничений в классической механике вводят понятие *связи*. Следует отметить, что в физике, при исследовании механического движения тел, понятие связи практически не применяют.

Связь – это ограничения, накладываемые на исследуемый материальный объект другими материальными объектами [1-5].

При изучении движения исследуемых объектов от связей обычно избавляются и их действия и заменяют реакциями (нагрузками и моментами), а вводимые ими ограничения на движения исследуемого объекта описывают уравнениями и неравенствами. Устраняют связи с помощью принципа освобождения от связей. Так как связи заменяют распределёнными нагрузками, моментами, силами, то можно сделать вывод, что связи и взаимодействия – это аналогичные понятия. Поэтому понятия взаимодействия вполне достаточно для исследования движения и покоя любых механических объектов. Однако в качестве синонима, при желании, можно использовать понятие *связь*.

Если при исследовании движения материальных объектов удобно избавиться от какого-либо объекта, то оказываемые им влияния можно устранить с помощью принципа освобождения от взаимодействий, а накладываемые им взаимодействия и ограничения следует заменять распределёнными нагрузками, моментами, силами и описывать соответствующими уравнениями и неравенствами.

Количественный результат взаимодействия тел главным образом определяется их массой и расстоянием между ними. При больших расстояниях взаимодействия между телами уменьшаются, но не исчезают полностью.

При исследовании движения материальных объектов обычно слабыми взаимодействиями, которые практически ни на что не влияют, пренебрегают.

Взаимодействия материальных объектов обычно разделяют на – контактные и бесконтактные.

Если объекты непосредственно взаимодействуют между собой, то такие взаимодействия считают *контактными*.

При контактном взаимодействии материальных объектов под действием силовых полей на границах их раздела возникают распределенные нагрузки или происходят химические реакции.

Если объекты взаимодействуют между собой находясь на расстоянии, то такие взаимодействия считают бесконтактными.

При бесконтактном взаимодействии материальных объектов между ними возникают поля. Действие этих полей на объекты приводится к распределенным нагрузкам и моментам.

Распределённые нагрузки и моменты могут распределяться по длине (линии), площади (поверхности) и телу (объёму).

Распределённые нагрузки, действующие на исследуемый объект, в свою очередь можно разделить на внешние и внутренние.

Внешние нагрузки являются результатом действия на исследуемый объект других взаимодействующих с ним объектов.

Внутренние нагрузки возникают в объекте в результате взаимодействия частиц, из которых они состоят.

Так как на практике анализ и расчет полей и распределённых нагрузок представляет собой сложную задачу, то с целью упрощения исследования при моделировании процессов взаимодействия тел в классической механике вводят понятия мер взаимодействия.

Меры взаимодействия:

- 1) сила;
- 2) момент силы;
- 3) момент пары сил;
- 4) импульс силы;
- 5) импульс момента силы;
- 6) импульс пары сил;
- 7) работа.

Рассмотрим эти меры.

Сила (англ. – Force) – это сосредоточенный эквивалент (равнодействующая) полей (давлений, распределенных нагрузок), посредством которых взаимодействуют между собой материальные тела.

Сил в природе не существует [6, 11]. Силы могут возникать только при взаимодействии материальных точек, так как они не имеют размеров и поэтому у них нет и не может быть силовых полей.

Сила – это искусственная математическая абстракция, возникающая в результате локализации силовых полей (давлений, распределённых нагрузок). Именно при локализации материальных тел и их полей возникают такие понятия как материальные точки и силы.

Силы взаимодействующих материальных объектов при различном распределении нагрузок, соответственно, определяются:

$$\bar{F} = \int \bar{q}(h)dh, \quad (17)$$

где F – сила; q – интенсивность распределенной нагрузки (давления); h – соответственно, длина, площадь или объём материального тела, на которое действует нагрузка.

Силы так же можно определять через:

- проекции на координатные оси:

$$\bar{F} = F_x \cdot \bar{i} + F_y \cdot \bar{j} + F_z \cdot \bar{k}, \quad (18)$$

где F_x, F_y, F_z – проекции силы на координатные оси x, y, z и $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$ – единичные орты, соответственно;

- силовую функцию поля $u = f(x, y, z)$:

$$F_x = \frac{\partial u}{\partial x}, F_y = \frac{\partial u}{\partial y}, F_z = \frac{\partial u}{\partial z}.$$

Сила – величина векторная, а, значит, она имеет точку приложения, направление и модуль.

Силы, как следствие взаимодействия полей, парные, равновеликие и противоположно направленные.

Следует отметить, что сила в современной деятельности человечества является одним из наиболее запутанным и неопределённым понятием. По поводу понятия сил, их природы, названий, действий, измерений было много различных споров, дискуссий, мнений [4, 5].

Практически все формулы, моделирующие известные силы, получены в результате экспериментальных исследований, следовательно, это приближенные величины.

Силы в механике можно разделить на:

- функциональные – гравитационные, тяжести, веса, тяготения, трения, инерции, реактивные, сопротивления среды, подъёмные, выталкивания, отталкивания, притяжения, поверхностного натяжения, упругости, электрические, электромагнитные;
- классификационные – внешние, внутренние, активные, реакции, слабые, сильные, сосредоточенные, распределённые;
- именные – Ньютона, Эйлера, Архимеда;
- дискуссионные – реальные, фиктивные;
- и так далее.

Отметим, что как бы не называли и не классифицировали силы, это не что иное как абстрактные понятия которые реально не существуют в природе, а, следовательно, они не могут считаться первопричинами движения материальных объектов.

Всё, что выше было сказано о силах, относится и к моментам сил (парам сил). Это объясняется тем, что моменты сил непосредственно определяются через силы:

$$\vec{M} = \vec{F} \times \vec{r}, \quad (19)$$

где \vec{r} – радиус вектор.

Импульс силы – это векторная величина равная интегралу от произведения силы на время её действия:

$$\vec{S}_F = \int \vec{F}(t) dt. \quad (20)$$

Импульс момента силы (пары сил) – это векторная величина равная интегралу от произведения момента силы на время её действия:

$$\vec{S}_M = \int \vec{M}(t) dt. \quad (21)$$

Работа – это скалярная величина, которая определяет количественный результат действия взаимодействий материальных тел при их перемещении.

При реальных исследованиях движений материальных тел и механических систем работу обычно определяют через силы и моменты сил (пары сил), соответственно, по формулам:

$$A_F = \int \vec{F}(\vec{s}) \cdot d\vec{s} \quad (22)$$

и

$$A_M = \int \vec{M}(\vec{\varphi}) \cdot d\vec{\varphi}, \quad (23)$$

где \vec{s} и $\vec{\varphi}$, соответственно, линейное и угловое перемещения исследуемого объекта.

Продифференцировав (24) и (25) найдём элементарную работу сил:

$$dA_F = \vec{F}(\vec{s}) \cdot d\vec{s} \quad (24)$$

и моментов сил:

$$dA_M = \vec{M}(\vec{\varphi}) \cdot d\vec{\varphi}. \quad (25)$$

Итак, приведённые выше основные понятия, которые применяются в классической механике, облегчают её восприятие и применение, но большинство из них не являются необходимыми для построения основ её теории.

Законы движения материальных тел и механических систем

Все материальные объекты и механические системы Вселенной, какими бы они не были сложными, состоят только из материальных тел, которые, чтобы совершать движения, определенным образом взаимосвязаны между.

Эти объекты могут иметь как одну, так и много степеней свободы.

При разработке, создании и исследовании таких объектов обязательно проводится их динамический анализ. При динамическом анализе материальных объектов используют законы Ньютона, принцип Даламбера уравнения Лагранжа II рода, общие уравнения динамики и другие уравнения, полученные из этих классических работ [1–5], которые были сформулированы только для абстрактных материальных объектов – материальной точки.

Основываясь на современных понятиях и знаниях в [14–19], сформулированы основные законы Вселенной, главные из которых приведены ниже.

Законы Вселенной

1. Вселенная одна.
2. Вселенная консервативна.
3. Материя – один из объектов Вселенной.
4. Объекты Вселенной взаимодействуют между собой.
5. Взаимодействие материальных объектов равновелики и разнонаправлены.
6. Взаимодействие объектов приводит к их движению.
7. Вселенная дуальна.
8. Все материальные объекты Вселенной одновременно движутся и покоятся.

Анализ приведённых выше законов-аксиом Вселенной показывает, что они указывают на то, что движение материальных объектов происходит в результате их взаимодействия, но эти положения не позволяют описать и найти законы их движения. Следовательно, надо сформулировать законы-аксиомы, которые позволят определять движения материальных объектов.

Так как движение материальных объектов возникает в результате их взаимодействия, то исследовать эти движения можно только с помощью мер взаимодействия. Отсюда следует вывод, что только меры взаимодействия могут быть основными понятиями при изучении законов движения материальных объектов.

Проведённый выше анализ мер взаимодействия позволяет заключить, что так как сила, момент силы, момент пары сил, импульс силы, импульс момента силы, импульс пары сил – это математические абстракции, то, естественно, они не могут быть использованы при формулировании законов – аксиом природы. Эти меры взаимодействия и построенные на них теории можно использовать только в предварительных расчётах и исследованиях, когда нет необходимости в высокой точности и надёжности результатов.

Следовательно, основной мерой взаимодействия материальных тел следует признать – работу. Работа может быть определена как непосредственно через полевые взаимодействия объектов, так и через виртуальные меры силовых воздействий – силы, моменты сил, моменты пар сил.

Законы движения

1. Все объекты Вселенной взаимодействуют между собой.
2. Взаимодействия объектов равновелики и разнонаправлены.
3. Взаимодействия тел, как и сами тела, всегда уравновешены.
4. Работа (элементарная, виртуальная) взаимодействия объектов Вселенной в любое мгновение равна нулю:

$$\sum A_{ij} = 0. \quad (26)$$

$$\sum dA_{ij} = 0. \quad (27)$$

$$\sum \delta A_{ij} = 0. \quad (28)$$

где A_{ij} – работа на исследуемом, а правильнее предшествующем исследуемому, перемещении объекта, совершаемая всеми взаимодействиями (Interactions); i – число взаимодействий; j – число степеней свободы у объекта.

Следовательно, если исследуемый объект Вселенной имеет несколько степеней свободы, то для изучения его движения необходимо записывать столько уравнений (26–28) сколько у него степеней свободы.

Для удобства дальнейшего применения уравнений (26–28) распишем их только для объекта с одной степенью свободы и в более подробном виде [18]:

$$\sum A_i + \sum A_{\Phi i} + \sum A_{Rei} = 0, \quad (29)$$

$$\sum dA_i + \sum dA_{\Phi i} + \sum dA_{Rei} = 0, \quad (30)$$

$$\sum \delta A_i + \sum \delta A_{\Phi i} + \sum \delta A_{Rei} = 0, \quad (31)$$

где $A_i, A_{\Phi i}, A_{Rei}$ – работы на исследуемом, а правильнее говорить предшествующем исследуемому, перемещении, совершаемые активными, инерционными и реактивными взаимодействиями.

Уравнения (29–31) для материальных тел и механических систем удобнее представить в следующем виде:

$$\sum A_{Fi} + \sum A_{Mi} + \sum A_{\Phi i} + \sum A_{M\Phi i} + \sum A_{Rei} + \sum A_{MRei} = 0, \quad (32)$$

$$\sum dA_{Fi} + \sum dA_{Mi} + \sum dA_{\Phi i} + \sum dA_{M\Phi i} + \sum dA_{Rei} + \sum dA_{MRei} = 0, \quad (33)$$

$$\sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{\Phi i} + \sum \delta A_{M\Phi i} + \sum \delta A_{Rei} + \sum \delta A_{MRei} = 0, \quad (34)$$

где A_{Fi} и A_{Mi} , – работы, совершаемые активными (внешними) i -ми силами и моментами сил, соответственно; $A_{\Phi i}$ и $A_{M\Phi i}$ – работы, совершаемые i -ми силами инерции и моментами сил инерции, соответственно; A_{Rei} и A_{MRei} – работы, совершаемые i -ми реактивными силами инерции и реактивными моментами сил инерции, соответственно.

Анализ уравнений (32–34) показывает, что в них входят работы создающие как поступательные, так и вращательные движения материальных тел и механических систем. Так как исследуемые объекты в любое мгновение находятся в равновесии, то очевидно, что и работы, создающие как поступательные, так и вращательные движения в это мгновение по отдельности будут равны нулю. Тогда уравнения (32–34) можно представить в следующем виде, соответственно:

$$\begin{cases} \sum A_{Fi} + \sum A_{\Phi i} + \sum A_{Rei} = 0 \\ \sum A_{Mi} + \sum A_{M\Phi i} + \sum A_{MRei} = 0 \end{cases}; \quad (35)$$

$$\begin{cases} \sum dA_{Fi} + \sum dA_{\Phi i} + \sum dA_{Rei} = 0 \\ \sum dA_{Mi} + \sum dA_{M\Phi i} + \sum dA_{MRei} = 0 \end{cases}; \quad (36)$$

$$\begin{cases} \sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{\Phi i} + \sum \delta A_{Rei} = 0 \\ \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{M\Phi i} + \sum \delta A_{MRei} = 0 \end{cases} \quad (37)$$

Следует отметить, что уравнения (26–37) записаны для тел и механических систем с одной степенью свободы. Однако они справедливы и для тел и механических систем с любым числом степеней свободы. Если исследуемый объект имеет несколько степеней свободы, то эти уравнения, соответственно, надо писать для каждой степени свободы исследуемого объекта.

Уравнения (5–37) можно, как это сделано в [19], записать и в проекциях на координатные оси прямоугольной системы координат.

Так как для уравновешенных статических систем непосредственно определить работу не представляется возможным (отсутствует перемещение), то следует воспользоваться искусственными приёмами, применяемыми в аналитической механике, а именно, переводом реакций опор во внешние силы, путём подбора соответствующих опор и определением виртуальной работы.

Тогда уравнения (37) примут вид:

$$\begin{cases} \sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{Rei} = 0 \\ \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{MRei} = 0 \end{cases} \quad (38)$$

Для статических систем, на которые не действуют реактивные силы, уравнение (38) примет вид:

$$\begin{cases} \sum \delta A_{Fi} = 0 \\ \sum \delta A_{Mi} = 0 \end{cases} \quad (39)$$

Уравнения (38) и (39) позволяют находить неизвестные реакции в опорах статически определимых систем независимо друг от друга.

Найдем уравнения движения для абстрактных материальных точек и для приближённых исследований материальных тел.

Известно [11], что силы и сосредоточенные моменты сил действуют только на материальные точки и эти понятия используются при приближённых расчётах материальных тел. Для определения уравнений движения подставим в систему (36) формулы (24) и (25).

В результате получим:

$$\begin{cases} \sum \bar{F}_i \cdot d\bar{s} + \sum m \frac{d\bar{v}_i}{dt} \cdot d\bar{s} + \sum \frac{dm}{dt} \bar{V}_i \cdot d\bar{s} = 0 \\ \sum \bar{M}_i \cdot d\bar{\varphi} + \sum I \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} \cdot d\bar{\varphi} + \sum \frac{dI}{dt} \bar{\omega}_i \cdot d\bar{\varphi} = 0 \end{cases} \quad (40)$$

Преобразуем (40):

$$\begin{cases} \sum (\bar{F}_i + m \frac{d\bar{v}_i}{dt} + \frac{dm}{dt} \bar{V}_i) \cdot d\bar{s} = 0 \\ \sum (\bar{M}_i + I \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} + \frac{dI}{dt} \bar{\omega}_i) \cdot d\bar{\varphi} = 0 \end{cases} \quad (41)$$

Так как $d\bar{s} \neq 0$ и $d\bar{\varphi} \neq 0$, то (41) примет вид:

$$\begin{cases} \sum \bar{F}_i + m \frac{d\sum \bar{v}_i}{dt} + \frac{dm}{dt} \sum \bar{V}_i = 0 \\ \sum (\bar{M}_i + I \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} + \frac{dI}{dt} \bar{\omega}_i) \cdot d\bar{\varphi} = 0 \end{cases} \quad (42)$$

Обозначим:

$$\sum \bar{F}_i = \bar{F}, \quad (43)$$

$$\sum \bar{V}_i = \bar{V}, \quad (44)$$

$$\sum \bar{M}_i = \bar{M}, \quad (45)$$

$$\sum \bar{\omega}_i = \bar{\omega}, \quad (46)$$

где $\bar{F}, \bar{V}, \bar{M}, \bar{\omega}$ – главные вектора соответствующих величин.

С учётом (43–46) уравнения (42) примут вид:

$$\begin{cases} \bar{F} + m \frac{d\bar{V}}{dt} + \bar{V} \frac{dm}{dt} = 0 \\ \bar{M} + I \frac{d\bar{\omega}}{dt} + \bar{\omega} \frac{dI}{dt} = 0 \end{cases} \quad (47)$$

Известно [6], что:

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} + \bar{V} \frac{dm}{dt} = \frac{d\bar{K}}{dt} \\ I \frac{d\bar{\omega}}{dt} + \bar{\omega} \frac{dI}{dt} = \frac{d\bar{L}}{dt} \end{cases} \quad (48)$$

где \bar{K} и \bar{L} , соответственно, соэнергии поступательного (10) и вращательного (11) движения материальных точек.

С учётом (48) и того, что силы инерции и реактивные силы имеют противоположное направление активным (внешним) силам, уравнения движения материальных точек (47) примут вид:

$$\begin{cases} \bar{F} = \frac{d\bar{K}}{dt} \\ \bar{M} = \frac{d\bar{L}}{dt} \end{cases} \quad (49)$$

Из системы уравнений (49) следует:

При движении тел изменение их энергии, соответственно, равно действующим на них силам и моментам сил.

Используя систему уравнений (49), можно вывести общие теоремы динамики и основные принципы механики. Например, теорему об изменении кинетической энергии.

Если принять, что масса исследуемого объекта величина постоянная, то из первого уравнения (49) следует:

$$\bar{F} = m \frac{d\bar{V}}{dt}. \quad (50)$$

Подставив (50) в (24), после преобразований получим:

$$dA = m\bar{V} \cdot d\bar{V}. \quad (51)$$

Внося $m\bar{V}$ под знак дифференциала и обозначая $\frac{mV^2}{2} = T$, найдём:

$$dA = dT. \quad (52)$$

Интегрируя (52), получим теорему об изменении кинетической энергии:

$$T_2 - T_1 = A.$$

Практическое применение полученных результатов приведено в [21, 22] и будет показано в последующих работах.

Выводы

Подводя итог отмеченному выше можно заключить:

- проанализированы, уточнены и сформулированы основные понятия классической механики;
- сформулированы законы движения материальных тел и точек;
- сформулированы законы равновесия материальных тел;

Литература

1. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
2. Голубев Ю.Ф. Основы теоретической механики. – М. : Изд-во МГУ, 2000. – 2-е изд. – 720 с.
3. Кузьмичев В.Е. Законы и формулы физики. – Киев : Наук. Думка, 1989. – 864 с.
4. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 с.
5. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
6. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал и Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 11–16.
7. Галилео Галилей. Избранные труды в двух томах. – М. : Наука, 1964.
8. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М. : Наука, 1989. – 688 с.
9. Эйлер Л. Основы динамики точки. – М. – Ленинград : НТИ-НКТП СССР, 1938. – 500 с.
10. Смелягин А.И. Законы и понятия классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – № 3. – С. 21–27.
11. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 17–26.
12. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 21–25.
13. Кирсанов М.Н. Конспект лекций по динамике. – URL : <http://termech.mpei.ac.ru/kir/PDF/DNLD/din1.pdf> (дата обращения: 05.04.14).
14. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – М. – Новосибирск, ИНФРА-М, 2008. – 263 с.

15. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 263 с.
16. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
17. Структура машин, механизмов и конструкций. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 387 с.
18. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения // Научные труды КубГТУ. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2016. – № 10. – С. 125–139.
19. Смелягин А.И. Важнейшие аксиомы, следствия и теоремы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 21–38.
20. Смелягин А.И. Об аналогах скоростей и ускорений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 4.– С. 19–25.
21. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования механических систем вращательного движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар: издательский Дом – Юг, 2015. – № 3. – С. 19–27.
22. Смелягин А.И. Динамический анализ трехподвижного манипулятора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2019. – № 1.– С. 23–30.

References

1. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – М. : Vysh. shk. 1990. – 607 p.
2. Golubev Y.F. Fundamentals of theoretical mechanics. – Moscow: Moscow State University Publishing House, 2000. – 2nd ed. – 720 p.
3. Kuzmichev V.E. Laws and Formulas of Physics. – Kiev : Science. Dumka, 1989. – 864 p.
4. Kharlamov P.V. Essays on the fundamentals of mechanics. Myths, misconceptions and mistakes. – Kiev : Science, Dumka, 1995. – 407 p.
5. Ishlinsky A.Yu. Mechanics: ideas, tasks, applications. – М. : Science, 1985. – 624 p.
6. Smelyagin A.I. Axioms or Laws of Movement formulated by Newton // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 11–16.
7. Galileo Galilei. Selected works in two volumes. – М. : Science, 1964.
8. Newton Isaac. The Mathematical Beginnings of Natural Philosophy. – М. : Science, 1989. – 688 p.
9. Euler L. Basics of Dynamics of the Point. – М. – Leningrad : NTI-NCTP USSR, 1938. – 500 p.
10. Smeliagin A.I. Laws and concepts of classical mechanics // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 3. – P. 21–27.
11. Smeliagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 17–26.
12. Smeliagin A.I. Objects for which the axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 1. – P. 21–25.
13. Kirsanov M.N. Lecture notes on dynamics. – URL : <http://termech.mpei.ac.ru/kir/PDF/DNLD/din1.pdf> (date of address : 05.04.14).
14. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – М. – Novosibirsk, INFRA-M, 2008. – 263 p.
15. Smeliagin A.I. Theory of mechanisms and machines : Course design. – М. : INFRA-M, 2019. – 263 p.
16. Smeliagin A.I. Structure of mechanisms and machines. – М. : Supreme Shk., 2014. – 304 p.
17. Structure of Machines, Mechanisms and Structures. – М. : INFRA-M, 2019. – 387 p.
18. Smeliagin A.I. Application of the speed analogs for investigation of the mechanical systems of the rotational motion // Proc. of Kuban State Technical University. – Krasnodar : Proc. of Kuban State Technical University, 2016. – № 10. – P. 125–139.
19. Smeliagin A.I. The most important axioms, consequences and theorems of classical mechanics // Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 3. – P. 21–38.
20. Smeliagin A.I. About the analogues of speeds and accelerations // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 4.– P. 19–25.
21. Smeliagin, A.I. Application of the new axioms and consequences for investigation of the mechanical systems of the rotational motion // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 3. – P. 19–27.
22. Smeliagin A.I. Dynamic analysis of a three-moving manipulator // Science. Technique. Technologiya (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1.– С. 23–30.

УДК 66.021.2.081.3

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ АДсорбЦИОННЫХ СИСТЕМ



THE MATHEMATICAL MODEL OF MULTICOMPONENT ADSORPTION SYSTEMS

Юсубов Фахраддин Вали оглы

доктор технических наук, профессор,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности, Баку
yusfax@mail.ru

Аннотация. Определены изотермы адсорбции для 3-х компонентной (н-октан, тиофен и бензол) смеси. Из 3-х компонентных смесей хорошо адсорбируются ароматический углеводород – бензол, потом сернисто-органическое соединение – тиофен, а хуже н-октан. На промышленных адсорбентах разработана математическая модель процесса адсорбции многокомпонентных смесей.

Ключевые слова: изотермы адсорбции, н-октан, тиофен, бензол многокомпонентная смесь, математическая модель.

Yusubov Fakhraddin Vali oglu

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Azerbaijan State University
of Oil and Industry, Baku

Annotation. Adsorption isotherms were determined for a 3-component (n-octane, thiophene and benzene) mixture. Of the 3 component mixtures, aromatic hydrocarbon – benzene – is well adsorbed, then sulphurous-organic compound – thiophene, and worse n-octane. A mathematical model of the process of adsorption of multicomponent mixtures has been developed on industrial adsorbents.

Keywords: adsorption isotherms, n-octane, thiophene, benzene multicomponent mixture, mathematical model.

В современном мире в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности растет удельный вес использования процессов адсорбции. Это связано с тем, что процессы адсорбции, с экологической точки зрения являясь чистыми, предотвращают загрязнения окружающей среды, а также по сравнению с другими процессами их экономические показатели высоки.

Несмотря на систематический анализ различных адсорбентов, особенно процессов сорбции с участием промышленных адсорбентов не проводились. В том числе некоторые вопросы – тепловые эффекты, исследование процесса в переходном режиме, концентрационные и температурные профили бинарных и 3-х компонентных систем, зависимость коэффициента диффузии от концентрации и температуры адсорбтива, а также от скорости потока сырья, адсорбция при высоких и переменных значениях давления, застойные зоны промышленных адсорберов и др., разделения путем адсорбции ароматических и парафиновых углеводородов, сернистых соединений из бензиновых фракций, а также из газовых смесей не изучалась.

Как 3-х компонентные системы, расчет ароматических, парафиновых и сернистых органических соединений удобно провести при помощи треугольной диаграммы. Кривые равновесия фаз для различных 3-х компонентных систем, построены на основе нескольких конод определенных опытным путем.

На рисунке 1 показана бинодальная кривая равновесной фазы для 3-х компонентной системы (н-октан, тиофен и бензол).

На основе бинодальной кривой рассчитаны нижеследующие значения избыточной адсорбции:

$$\text{Общее количество вещества } n^0 = n_1^0 + n_2^0 + n_3^0.$$

$$\text{Мольная доля } \alpha \text{ фазы } x_i^{\alpha c}, x_i^{\alpha s}, i = 1, 2, 3.$$

$$\text{Мольная доля } \beta \text{ фазы } x_i^{\beta c}, x_i^{\beta s}, i = 1, 2, 3.$$

здесь $x_i^{\alpha c}$ и $x_i^{\beta c}$ – мольные доли α и β фаз до адсорбции; $x_i^{\alpha s}$ и $x_i^{\beta s}$ – мольные доли α и β фаз после адсорбции.

Кроме того, общее количество вещества для α и β фаз выражается следующим образом:

$$n^{\alpha} = n_1^{\alpha} + n_2^{\alpha} + n_3^{\alpha};$$

$$n^{\beta} = n_1^{\beta} + n_2^{\beta} + n_3^{\beta}.$$

Значение избыточной адсорбции для x фазы:

$$\Gamma_1^x = \frac{(x_i^{xc} - x_i^{xs}) \cdot n_i^x}{m_4^x}, \quad X = \alpha \cdot \beta, \quad (3)$$

здесь Γ_1^x – значение избыточной адсорбции для 3-х компонентной системы;
 m_4^x – масса адсорбента.

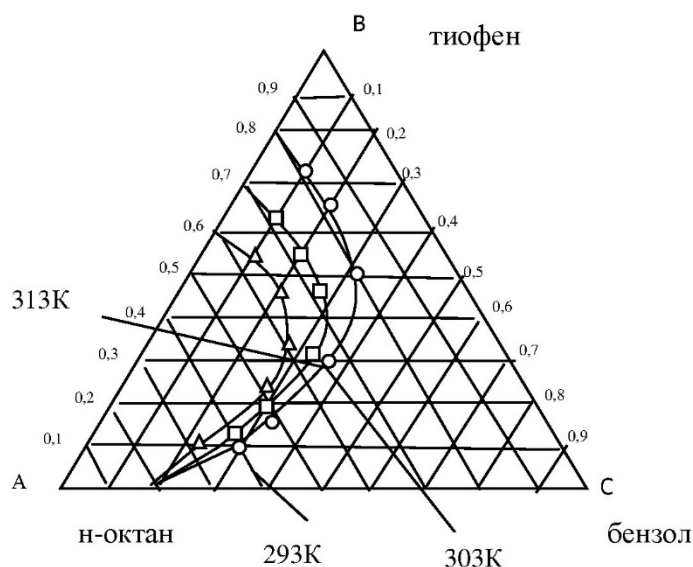


Рисунок 1 – Зависимость смеси (н-октан/тиофен/бензол) от температуры

Используя значение избыточной адсорбции, построены изотермы адсорбции для 3-х компонентной (н-октан, тиофен и бензол) смеси (рис. 1). Кривая избыточной изотермы получена при 2000 °С.

На рисунке 2 показана кривая избыточной изотермы. Как видно из рисунка 1, из 3-х компонентных смесей хорошо адсорбируются ароматический углеводород – бензол, потом сернисто-органическое соединение – тиофен, а хуже н-октан.

Из опытных данных, очевидно, что значения избыточной адсорбции различных компонентов выглядят так:

- бензол – 2,45 ммоль/г;
- тиофен – 1,62 ммоль/г;
- н-октан – 0,89 ммоль/г.

В условиях равновесия, активность адсорбента в системе также бывает в равновесном состоянии. Динамическая активность адсорбента всегда меньше статической активности. Поэтому при проведении процесса адсорбции, определение расхода адсорбента, рассчитывается по динамической активности. Динамическая активность адсорбента зависит от ряда факторов.

Скорость адсорбции также является важным показателем, характеризующим адсорбции. По скорости адсорбции определяются размеры аппарата.

Если адсорбция происходит мгновенно, тогда динамическая активность равняется статической активностью адсорбента.

В реальном условии скорость адсорбции является конечной. В целом, скорость адсорбции состоит из следующих этапов скоростей: транспортировка адсорбтива на поверхность зерен адсорбента, транспортировка адсорбтива с поверхности зерен

адсорбента во внутрь через поры и настоящая адсорбция. Настоящая адсорбция, как правило, происходит мгновенно и поэтому скорость адсорбции не является лимитирующей. Скорость процесса адсорбции зависит либо от скорости транспортировки адсорбтива на поверхность зерен адсорбента, либо от скорости транспортировки адсорбтива с поверхности зерен адсорбента во внутрь через поры, или же зависит от скорости этих этапов одновременно.

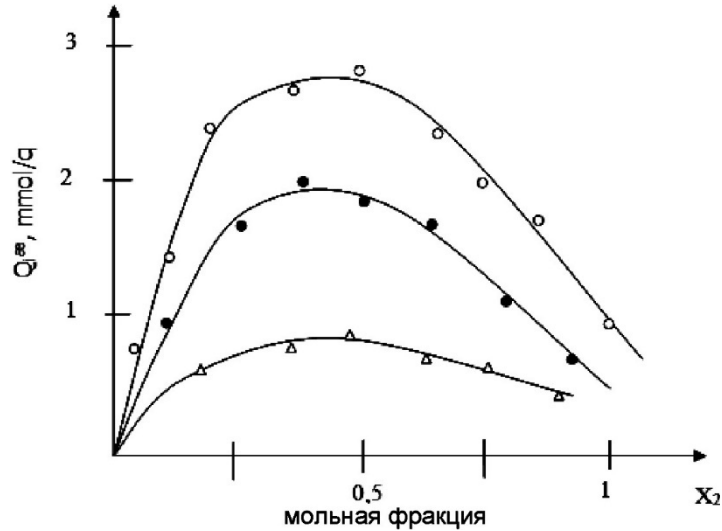


Рисунок 2 – Изотермы адсорбции смеси (н-октан/тиофен/бензол)
о – бензол, • – тиофен, Δ – н-октан

Транспортировка адсорбтива на поверхность зерен адсорбента зависит от температуры потока носителя адсорбтива, коэффициента диффузии носителя, размеров и плотности носителя. В результате оптимального проектирования процесса адсорбции жидких углеводородов на установке с производительностью 100 тыс. т / г, экологическая выгода составила 340 тыс. \$ в год.

С учетом этих математических зависимостей, применение оптимального управления на установке каталитической демеркаптанации, уменьшило содержание остаточного меркаптана в нефтепродукте от 0,027 г/л до 0,014 г/л, что соответствует мировому стандарту.

На основании проведенных исследований и литературного обзора, создана математическая модель бинарных и 3-х компонентных систем процесса адсорбции.

Полная математическая модель объединяет нижеследующие частные производные, систем дифференциальных уравнений.

Динамическое уравнение адсорбции в неподвижном слое адсорбента:

$$D_e \frac{\partial^2 c_i}{\partial x_i^2} = \frac{\partial(a_i + c_i)}{\partial \tau} + v \frac{\partial c_i}{\partial x_i} \quad i=1,3, \quad (1)$$

здесь a и c – концентрации компонента в промежутке частиц в адсорбенте и в жидкости; v – скорость жидкости, D_e – эффективный коэффициент диффузии; τ – время, i – число компонентов в смеси; x – длина слоя.

Уравнение нестационарного теплового баланса элементарного адсорбционного слоя:

$$\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x_r^2} + q_a \frac{\partial a_i}{\partial \tau} = v \rho_{ci} \frac{\partial t}{\partial x_i} + \frac{\partial(\rho_a T + \rho_c t)}{\partial \tau}, \quad (2)$$

здесь λ – коэффициент эквивалентной теплопроводности; ρ_a и c_a – плотность рассыпания и тепловая емкость частицы адсорбента; T и t – соответственно температуры твердой и жидкой фазы; q_a – стационарная равновесная теплоты адсорбции.

$$q_a \frac{\partial a_i}{\partial \tau} = \rho_a c_a \cdot \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} \right) + a \cdot \delta_i (T - t), \quad (3)$$

здесь δ – специальная площадь частиц адсорбента.

Кинетическое уравнение адсорбции:

$$\frac{\partial a_i}{\partial \tau} = \beta_i [a(c_i) - a_i], \quad (4)$$

здесь β_i – общий коэффициент массообмена.

Равновесное уравнение адсорбции:

$$a_i = \frac{a_{i\infty} \cdot k_i c_i}{1 + \sum_{i=1}^3 (k_i \cdot c_i)}, \quad (5)$$

здесь k – коэффициент адсорбции.

Выше указанные системы дифференциальных уравнений частных производных (1)–(5), являются полной математической моделью бинарных смесей н-октана/н-гексадекана, и-октана/н-гексадекана, н-октана/бензола (толуола). Решение системы уравнений (1)–(5) получается в следующем виде:

$$C(\tau, x_1, x_2, x_3) = \frac{1}{\sqrt{\tau^3}} e^{-r^2/(4\beta^2\tau)}, \quad r^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2.$$

Выводы

1. Определены изотермы адсорбции (н-октан/н-гексадекан, и-октан/н-гексадекан, н-октан/бензол (толуол)) и 3-х компонентных систем (ароматические углеводороды/парафиновые углеводороды/сернистые органические соединения).

2. Развито новое научное направление, связанное с оптимальным проектированием процесса адсорбции из многокомпонентных смесей. В этом направлении на промышленных адсорбентах разработана математическая модель процесса адсорбции многокомпонентных смесей.

Литература

1. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. – М. : Химия, 1984. – 592 с.
2. Липкинд Б.А. Адсорбенты, их получение, свойства и применение. – М., Наука, 1991. – С. 51–59.
3. Лукин В.Д., Новосельский А.В. О расчете динамики адсорбции на основе вариационных принципов // Журнал прикладной химии. – 1981. – Т. 54. – № 11. – С. 2422–2426.
4. Лукин В.Д., Новосельский А.В., Заборонок А.П. Инженерный метод расчета кинетики неизотермической адсорбции в неподвижном слое адсорбента. – Деп. в ВИНТИ АН ССР. 13.06.85. – № 4167-85. – 11 с.
5. Оболенцев Р.Д. Химия сероорганических соединений, содержащихся в нефтях и нефтепродуктах. – М. Высшая школа, 1972. – С. 335–343.
6. Общий курс процессов и аппаратов химической технологии / под редакцией В.Г. Айнштейна. – М. : Логос; Высшая школа, 2002. – Кн. 2. – 872 с.
7. Юсубов Ф.В., Зейналов Р.И., Ибрагимов Ч.Ш. Исследование кинетических закономерностей процесса адсорбционной деароматизации парафинов с учетом нестационарности его протекания // Журнал прикладной химии. – 1993. – Т. 66. – № 3. – С. 694–696.
8. Юсубов Ф.В., Зейналов Р.И., Ибрагимов Ч.Ш. Исследование сорбционных процессов в переходном режиме // Журнал прикладной химии. – Санкт-Петербург, 2001. – Т. 74. – Вып. 69. – С. 59–62.
9. Юсубов Ф.В., Ибрагимов Ч.Ш. Адсорбционное разделение газовых смесей в неподвижном слое адсорбента // Химия и технология топлив и масел. – 2018. – № 3. – С. 27–30.

10. Юсубов Ф.В., Байрамова А.С. Моделирование тепло-массообмена при адсорбции газовых смесей в переходном режиме // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92. – № 1. – С. 120–127.
11. Юсубов Ф.В., Байрамова А.С. Анализ режимов работы промышленных адсорберов // Химическое и нефтегазовые машиностроение. – 2019. – № 5. – С. 12–15.

References

1. Kiel'tsev N.V. Basics of adsorption technique. – M. : Chemistry, 1984. – 592 p.
2. Lipkind B.A. Adsorbents, their Production, Properties and Application. – M., Nauka, 1991. – P. 51–59.
3. Lukin V.D., Novoselsky A.V. About calculation of dynamics of adsorption on the basis of variation principles // Journal of Applied Chemistry. – 1981. – Т. 54. – № 11. – P. 2422–2426.
4. Lukin V.D., Novosel'skiy A.V., Zaboronok A.P. Engineering method for calculation of the kinetics of non-isothermal adsorption in a fixed adsorbent layer. – Dep. in VINITI, Academy of Sciences of USSR. 13.06.85. – № 4167-85. – 11 p.
5. Obolentsev R.D. Chemistry of the sulfur compounds containing in oils and oil products. – Moscow Higher School, 1972. – P. 335–343.
6. General Course of Processes and Devices of Chemical Technology / edited by V.G. Ainstein. – M. : Logos; Higher School, 2002. – P. 2. – 872 p.
7. Yusubov F.V., Zeynalov R.I., Ibragimov C.S. Investigation of the kinetic regularities of the adsorption paraffin dearomatization process taking into account the non-stationarity of its course // Journal of Applied Chemistry. – 1993. – Т. 66. – № 3. – P. 694–696.
8. Yusubov F.V., Zeynalov R.I., Ibragimov C.S. Investigation of the sorption processes in the pedestrian mode // Journal of Applied Chemistry. – St. Petersburg, 2001. – Т. 74. – 2001. – Vol. 69. – P. 59–62.
9. Yusubov F.V., Ibragimov C.S. Adsorption gas mixtures separation in a fixed adsorbent layer // Chemistry and technology of fuels and oils. – 2018. – № 3. – P. 27–30.
10. Yusubov F.V., Bayramova A.S. Modeling of a heat-and-mass transfer at adsorption of the gas mixtures in a transitional mode // Engineering and Physics Journal. – 2019. – Т. 92. – № 1. – P. 120–127.
11. Yusubov F.V., Bayramova A.S. Analysis of the industrial adsorbers operation modes // Chemical and oil-and-gas machine building. – 2019. – № 5. – P. 12–15.

УДК 622.248.3

**РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
И СВОЕВРЕМЕННОЙ ЛИКВИДАЦИИ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОСЛОЖНЕНИЯ В ВИДЕ РАПОПРОЯВЛЕНИЙ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ № 9 ВИКАНСКОЙ ПЛОЩАДИ**



**DEVELOPMENT OF MEASURES FOR THE PREVENTION
AND TIMELY ELIMINATION OF GEOLOGICAL COMPLICATIONS
IN THE FORM OF RAPID OCCURRENCES
WHEN DRILLING WELL № 9 ON THE VIKANSKAYA SQUARE**

Батыров Мухамед Измуудинович

инженер-технолог по буровым растворам 1 категории,
компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования в статье являются возможные рапопроявления при строительстве скважины № 9 Виканской площади. Поэтому рассмотрены теоретические вопросы возникновения рапопроявлений при строительстве скважины, мероприятия для предупреждения и ликвидации рапопроявлений, произведены расчёты буровых растворов и избыточных давлений для обсадных колонн, указана рецептура приготовления промывочных жидкостей. Разработан комплекс мероприятий для предупреждения и своевременной ликвидации геологического осложнения в виде рапопроявлений при бурении скважины № 9 Виканской площади. Также приведён анализ экономической эффективности разработанных мероприятий по предупреждению и ликвидации рапопроявлений при строительстве рассматриваемой в работе скважины.

Ключевые слова: конструкция и профиль ствола скважины; возможные осложнения при строительстве скважины; расчёт плотностей буровых растворов; технологические параметры бурового раствора; рецептура обработки бурового раствора; мероприятия по предупреждению рапопроявлений; анализ экономической эффективности по предупреждению и ликвидации рапопроявлений.

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Category 1 drilling fluid engineer,
Company «Halliburton International GMBH»

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas engineering
department named after
Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The object of the research in the article is possible manifestations during the construction of well № 9 of Vikanskaya Square. Therefore, the theoretical issues of the occurrence of rock manifestations during well construction, measures for the prevention and elimination of rock manifestations are considered, drilling fluids and gauge pressures for casing strings are calculated, the formulation of the preparation of flushing fluids is indicated. A set of measures has been developed for the prevention and timely elimination of geological complications in the form of rapid occurrences when drilling well № 9 on the Vikanskaya Square. Also, an analysis of the economic efficiency of the developed measures for the prevention and elimination of manifestations during the construction of the well considered in the work is given.

Keywords: wellbore design and profile; possible complications during well construction; calculation of the density of drilling fluids; technological parameters of the drilling fluid; drilling fluid treatment formulation; measures for the prevention of manifestations; cost-effectiveness analysis for the prevention and elimination of manifestations.

Цикл строительства скважин не редко сдерживается непредвиденными обстоятельствами, которые приостанавливают процесс бурения или выполнения других работ в скважине. Это так называемые осложнения.

К осложнениям в процессе строительства скважины относятся: поглощение бурового и тампонажного растворов; водо-, нефте- и газопроявления через устье скважины и за его пределами (грифоны), обвалы стенок скважины, рапопроявления. При бурении ствола скважины теряет устойчивость в результате изменения напряжённого состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

Основные принципы осложнений:

1. Сложные горно-геологические условия бурения в отдельных горизонтах (наличие неустойчивых или растворимых пород, неблагоприятные характеристики пластовых флюидов);
2. Несоответствие информационного обеспечения о горно-геологические условия фактическим данным;
3. Несоответствие технического проекта на бурение скважины, прежде конструкции скважины, горно-геологическим условиям бурения;
4. Организационные факторы: несвоевременным снабжением буровыми инструментами и материалами, низкая квалификация и исполнительская дисциплина бурового персонала.

Наибольшие трудности в процессе строительства скважины возникают при проявлении рапы. Рапа – пластовая вода с высоким содержанием солей кальция и магния, находящаяся в пласте при аномальном давлении.

Вскрытие высокодебитных зон с аномально гидропроводными карбонатными коллекторами в южных районах Сибирской платформы многие десятилетия остаётся серьёзной технологической проблемой. Осложнения бурового цикла и даже аварийные ситуации, обусловленные вскрытием аномальных коллекторов и аномальными пластовыми давлениями флюидов (АВПД), возникали на многих скважинах.

Все аномальные по дебиту и пластовому давлению скважины с притоками рапы разделяются на две группы по дебитам рапопроявлений, расчётным параметрам пласта, по характеру восстановления давления.

В скважинах одной группы величина пластового давления превышает расчётную гидростатическую в 1,3–2,3 раза. Параметр водопроницаемость достигает 1–10 м²/сут. Восстановление давления флюида на устье скважины при закрытии задвижки противовыбросового оборудования происходит в первые минуты, реже – за 1–2 часа. Скачок мгновенной механической скорости бурения, проседание компоновки низа бурильной колонны до 1–2 м свидетельствует о слабых физико-механических свойствах скелета карбонатных пород. Перекрытие проявляющего интервала обсадной колонной осложнено притоком рапы, поэтому качественно зацементировать заколонное пространство не удаётся. В дальнейшем это не позволяет полноценно испытать целевые интервалы с углеводородным насыщением.

Существует две гипотезы, связанные с геологическим строением карбонатно-галогенной формации в части осложнений в процессе бурения и испытания скважин:

1. Процессы смятия колонн происходят вследствие пластического течения солей. Таким образом, наружное избыточное давление на стенки обсадной колонны достигает по значениям горного.

2. Все процессы в системе «пласт – скважина», в том числе и рапопроявления, высокие пластовые давления и смятия колонн, возникают вследствие наличия в разрезе галогенно-карбонатной толщи, в природных трещинных резервуарах нижнего кембрия зон АВПД флюидов с давлениями, близкими к горному.

Первичное вскрытие и бурение по зонам трещиноватых карбонатов, вмещающим залежи рапы с АВПД, требуют разработки детального алгоритма практических действий для снижения риска осложнения циклов бурения и крепления, снижения аварийности. Учёт горно-геологических условий, построенный на опыте ранее пробуренных скважин, должен лежать в основе как проектных решений, так и рабочих регламентов по безаварийному ведению работ. Поэтому важно разрабатывать максимально обширный перечень мероприятий по предупреждению и ликвидации процесса рапопроявления перед бурением разведочных и эксплуатационных скважин.

Сведения о районе буровых работ

Виканская площадь Ковыктинского газоконденсатного месторождения расположена на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской ступени (рис. 1). Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

(НГП). В настоящее время в пределах Ангаро-Ленской НГО, которая характеризуется как область преимущественного газонакопления, известно несколько месторождений углеводородов, и, по крайней мере, одно из них относится к категории уникальных по запасам газа.

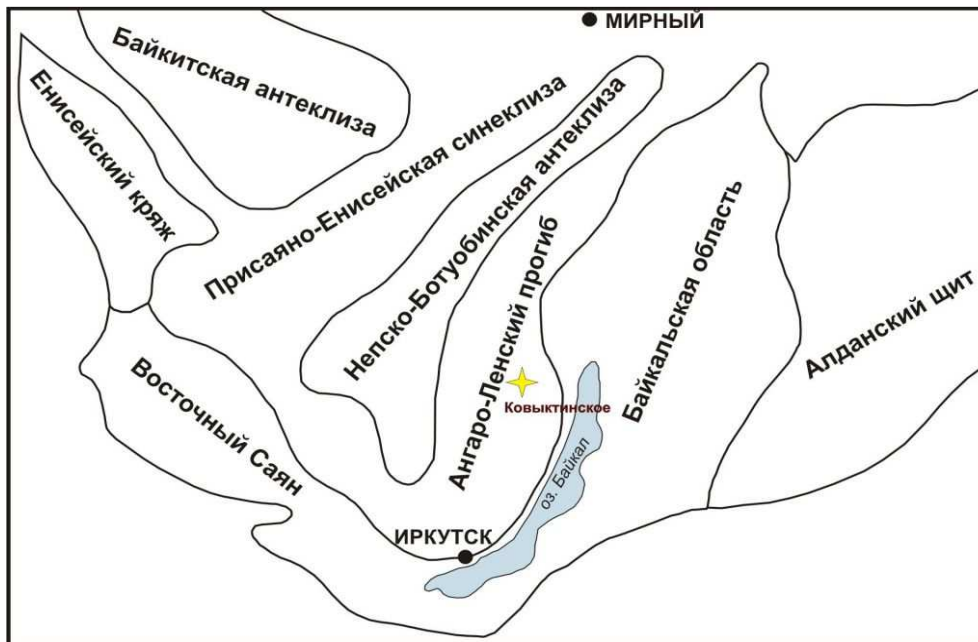


Рисунок 1 – Тектоническая схема южной части Сибирской платформы

Ангаро-Ленская ступень (прогиб) представляет собой моноклиналь, ограниченную на востоке и северо-востоке озером Байкал и Байкальской складчатой областью, на севере – Катангской седловиной, на западе и северо-западе – Непско-Ботубинской антеклизой. Площадь прогиба составляет 500 тыс. км².

В строении кристаллического фундамента прогиба принимают участие метаморфизованные породы архей-протерозойского возраста. По многочисленным разломам фундамент разбит на тектонические блоки, которые полого погружаются от обрамления прогиба в сторону его центральной части, образуя так называемый амфитеатр (другое название Ангаро-Ленской ступени – Иркутский амфитеатр). Кроме того, строение фундамента осложнено структурными элементами II порядка – разнообразными поднятиями и выступами. С одним из таких выступов, Братским, связано газоконденсатное месторождение Братское.

Ангаро-Ленская ступень – область широкого развития терригенно-карбонатных, а также соляных пород позднекембрийского и раннепалеозойского возраста. Разрез осадочных отложений имеет платформенный характер и представлен породами рифея, венда, кембрия и ордовика. Особенностью осадочного разреза Ангаро-Ленской ступени является наличие мощной (600–800 м) соленосной толщи нижнего кембрия. Мощность рифейских отложений составляет 0,3–5,4 км, вендских – 0,4–0,5 км, палеозойских – 2,5 км. Максимальная мощность всего осадочного чехла не превышает 4 км.

В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский карбонатный, вендский терригенный и нижнекембрийский карбонатный. Они вмещают 12 продуктивных горизонтов мощностью от 10 до 100 м. Главным продуктивным горизонтом, к которому приурочены основные залежи УВ, является парфёновский горизонт венда. Пространственное размещение залежей УВ в вендском и кембрийском комплексах контролируется литологическими особенностями пород (фациальными замещениями и, как следствие, изменением коллекторских свойств), что значительно осложняет процесс поиска новых залежей УВ.

По структурно-литологическим особенностям в строении осадочного разреза Виканской площади выделяется три формационных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой комплекс сложен терригенными породами венда и карбонатными породами нижнего кембрия. Данные отложения с размывом и угловым несогласием залегают на выветрелой поверхности метаморфизованных пород фундамента Ангаро-Ленской ступени, а также рифейских отложениях. Отложения подсолевого комплекса являются основной газосодержащей толщей региона. В составе чорской свиты венда выделяется парфёновский горизонт, с которым связаны основные запасы газа региона. Парфёновский горизонт имеет региональное распространение (рис. 2). Он сложен разнозернистыми кварц-полевошпатовыми и кварцевыми косослоистыми песчаниками дельтовых и аллювиальных фаций. Мощность парфёновского горизонта составляет от 40–80 м. Пористость пород горизонта достигает 20 %, проницаемость 2000 мДарси.

Породы солевого комплекса представлены переслаиванием каменной соли с доломитами, известняками и ангидритами. В кровельной части нередко прослой мергелей, песчаников и доломитов. Общая мощность комплекса может достигать 1800 м.

Надсолевой комплекс сложен терригенно-карбонатными породами среднего и верхнего кембрия, а также терригенными породами ордовика.

Выше локально залегают плиоцен-четвертичные отложения аллювиальных комплексов: пески, песчаники, конгломераты, аргиллиты, алевролиты.

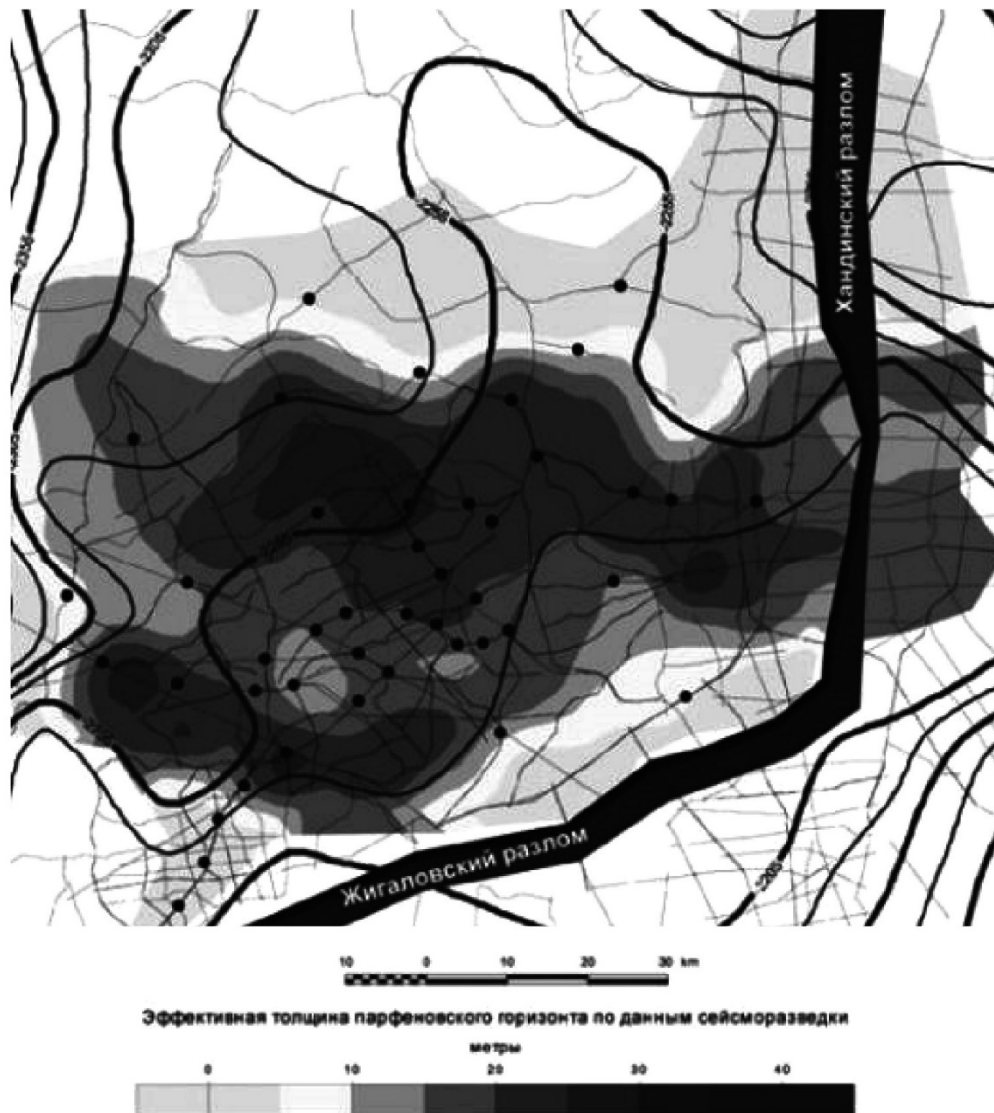


Рисунок 2 – Структурная карта месторождения по подошве парфёновского горизонта

По данным запасы газа по категории $C_1 + C_2$ составляют приблизительно 2 трлн m^3 . Газ метановый, содержит в небольшом количестве примесь этана, пропана и бутана, а также гелия. Запасы гелия составляют 2,3 млрд m^3 .

При строительстве скважин на Виканской площади велик риск возникновения большого количества различных геологических осложнений. Одним из самых сложных в части ликвидации является рапопроявление.

Цель бурения скважины № 9 – доразведка месторождения, уточнение геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Данные работы проводятся для сбора более точной и обширной информации о месторождении с целью отработки проектных технико-технологических решений для дальнейшего эксплуатационного бурения. Общая информация по скважине № 9 Виканской:

- 1) проектный горизонт – чорская свита, парфёновский горизонт;
- 2) назначение скважины – разведочная;
- 3) проектная глубина – по вертикали 2944 м, по стволу 3963 м;
- 4) альтитуда – 705 м;
- 5) тип профиля скважины – наклонно-направленный;
- 6) глубина кровли продуктивного пласта – пилотный ствол 2890 м, хвостовик 2921 м;
- 7) отклонение от вертикали (на кровлю пласта) – 315,75 м.

Конструкция и профиль ствола скважины

Для того чтобы обеспечить достижение скважиной проектной глубины, возможность её исследования, изоляцию проницаемых горизонтов, осуществление запроецированных режимов эксплуатации и максимальное использование пластовой энергии при добыче нефти и газа, обязательна разработка технологических решений крепления скважины. Конструкция скважины характеризуется числом спущенных обсадных колонн, их размерами (наружный диаметр и длина) и местоположением интервалов цементирования пространства за колоннами. Для обоснования конструкции скважины используют опыт бурения на соседних площадях и результаты геологоразведочных работ. Для скважины предусматривается бурение пилотного ствола и бокового наклонно-направленного ствола с горизонтальным окончанием. Проектный профиль разработан с учётом:

- геологического строения разреза и технико-технологических возможностей для достижения необходимых характеристик бокового ствола;
- обеспечения беспрепятственного спуска в скважину хвостовика, в том числе компоновки, оборудованной для проведения МГРП до проектной глубины 2944/3963 м, компоновка МГРП устанавливается в интервале 2890/ 2960 – 2944/3963 м. Рассмотрим конструкцию скважины № 9 Виканской.

Конструкция скважины

Направление

Диаметр колонны – 530,0 мм. Глубина спуска – по вертикали 70 м. Башмак направления располагается в устойчивых породах кровли верхоленской свиты с целью предотвращения обвалов стенок скважины при бурении слабосцементированных, рыхлых пород, перекрытия зон поглощений, создания замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор. Цементируется до устья. Способ цементирования – «прямой».

Кондуктор

Диаметр колонны – 426,0 мм. Глубина спуска – по вертикали 690 м. Башмак кондуктора располагается в устойчивых породах подошвенной части верхоленской свиты с целью перекрытия зон поглощений бурового раствора. Кондуктор цементируется до устья. Способ цементирования – «прямой». Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Промежуточная колонна

Диаметр колонны – 323,9 мм. Глубина спуска – по вертикали 1560 м. Башмак промежуточной колонны устанавливается в устойчивых породах подошвенной части булайской свиты с целью перекрытия склонных к кавернообразованию отложений литвинцевской и ангарской свит, перекрытия интервалов возможных водопроявлений и газопроявлений,

а также поглощающих горизонтов, разобщения пресноводной и соленасыщенной части разреза. Цементируется до устья «прямым» способом в две ступени с установкой МСЦ на глубине 640 м. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна

Диаметр колонны – 244,5 мм. Глубина спуска – по вертикали 1500 м. Также 250,8 мм спускается в интервале 1500–2100 м. Башмак эксплуатационной колонны устанавливается в устойчивых карбонатных породах верхней части усольской свиты с целью перекрытия склонных к кавернообразованию отложений верхнебельской подсвиты, возможных поглощений ниже-среднебельской подсвиты, разобщения несовместимых по горно-геологическим условиям интервалов бурения, перекрытия интервала рапопроявления с АВПД. Цементируется до устья «прямым» способом в две ступени с установкой МСЦ на глубине 1450 м. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная потайная колонна

Диаметр колонны – 177,8 мм. Глубина спуска – по вертикали 1530–2640 м, по стволу 1530–2641 м. Башмак эксплуатационной колонны спускается в кровельную часть тэтэрской свиты с целью изоляции соленасыщенной части разреза. Цементируется в интервале 1530–2640/2641 м «прямым» способом.

Пилотный ствол (открытый ствол)

Диаметр (номинальный) – 146,0 мм. Глубина спуска – по вертикали 2640–3010 м, по стволу 2641–3012 м. Предусматривается строительство «пилотного» ствола для получения геологических данных, которые будут использованы для выделения эксплуатационного объекта в условиях геологической неоднородности продуктивных пластов парфёновского горизонта, также для обеспечения геонавигации горизонтального ствола по продуктивной толщине пласта и определения реперов ограничивающих продуктивную толщину. Открытый ствол ликвидируется установкой цементного моста.

Хвостовик

Диаметр колонны – 114,3 мм. Глубина спуска – по вертикали 2391–2944 м, по стволу 2391–3963 м. Хвостовик оснащается оборудованием для возможности проведения многостадийного ГРП. Спускается в интервале 2391–2944/2391–3963 с целью качественного испытания продуктивных пластов.

Фактический профиль хвостовика уточняется после бурения пилотного хвостовика. Полученные данные необходимо использовать для выделения эксплуатационного объекта в условиях геологической неоднородности продуктивных пластов парфёновского горизонта (P_1 , P_2), для обеспечения геонавигации горизонтального ствола по продуктивной толщине пласта и определения реперов, ограничивающих продуктивную толщину сверху и снизу (коридора). После окончания работ в пилотном стволе открытый участок необходимо ликвидировать установкой цементного моста.

В таблице 1 приведена краткая информация о конструкции скважины № 9 Висканской площади.

Для пилотного (открытого) участка ствола указан номинальный диаметр. Особое внимание стоит обратить на тампонажные растворы и резьбовые соединения обсадных труб. Все резьбы, начиная с промежуточной колонны, должны быть премиум класса, а тампонажные растворы отвечать соответствующим характеристикам для надёжного и качественного крепления интервалов скважины. ГранЦЕМ-7 БГ – цементная тампонажная смесь с газоблокирующими добавками изготавливается из специального тампонажного портландцемента. ЦТОС-3 – цемент тампонажный облегчённый стабилизированный (ТУ 5734-001-74364232-2006).

ЦТРС-Ут-5 КГП – цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный утяжелённый со специальными добавками (ТУ 5734-004-74364232-2005).

Контроль за траекторией пилотного и наклонно-направленного с горизонтальным окончанием стволов скважины необходимо производить с использованием телеметрических систем. На скважине № 9 Висканской планируется строительство скважины J-образного профиля. J-образный профиль наклонной скважины целесообразно применять:

- в целях уменьшения зенитного угла ствола скважины в интервале размещения промежуточных обсадных колонн, а также в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования;

Таблица 1 – Градиенты давлений и температура по разрезу

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Тип резьбового соединения	Тип тампонажного раствора	Интервал подъёма тампонажного раствора, м	Плотность тампонажного раствора, кг/м ³
Направление	530,0	стыкосварные	ЦТОС-3	0-70	1300
Кондуктор	426,0	Батресс	ЦТОС-3 ГранЦЕМ-7 БГ	0-590 590-690	1300 1690
Промежуточная колонна	323,9	ТМК UP FMC	ГранЦЕМ-7 БГ	640-1560 0-640	1690 1700
Эксплуатационная колонна	244,5 250,8	ТМК UP FMC	ЦТРС-Ут-5 КГП	1450-2100 0-1450	2430
Эксплуатационная потайная колонна	177,8	ТМК UP PF	ГранЦЕМ-7 БГ	1530-2640 / 1530-2641	1690
Пилотный (открытый) ствол	146,0	-	-	-	-
Хвостовик	114,3	ВрТЗ-2	ГранЦЕМ-7 БГ	2391-2890 / 2391-2960	1690
в т.ч. компоновка, оборудованная для проведения МГРП	114,3			не цементируется	

- для увеличения угла вскрытия продуктивного пласта при проектировании пологих скважин;
- с целью уменьшения сил трения и нагрузок на спускоподъёмное оборудование буровой установки;
- при строительстве кустовых скважин для обеспечения проектного смещения забоя скважины от вертикали и, соответственно, рационального количества скважин в кусте при выполнении требований к величине максимального зенитного угла в интервале расположения внутрискважинного оборудования для добычи нефти.

Профиль скважины

Профиль ствола нефтяной либо газовой скважины необходимо выбирать с соблюдением следующих условий:

- наличие препятствий для заложения устья скважины над забоем;
- планируется кустовое бурение или одиночная скважина;
- расположение фильтра или эксплуатационной колонны (вертикально, наклонно или горизонтально).

Профиль ствола скважины должен обеспечивать:

- минимальные нагрузки на бурильный инструмент во время спускоподъёмных операций;
- прохождение буровых приборов и устройств по стволу скважины;
- возможность применения запланированных методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
- минимальные затраты на сооружение скважины.

У скважины № 9 J-образный профиль ствола. В таблице 2 приведены исходные данные, а в таблице 3 данные по интенсивности набора зенитного угла при проводке скважины.

Таблица 2 – Исходные данные профиля скважины

Глубина скважины (по вертикали), м	3010
Глубина залегания кровли продуктивного пласта (вертикали), м пласт П ₁ пласт П ₂	2890 (2960) 2921
Глубина забуривания наклонно-направленного ствола с горизонтальным окончанием (по вертикали), м	2640
Отклонение от вертикальной проекции устья скважины до точки входа ствола скважины в продуктивный пласт, м	193
Длина ствола скважины в продуктивном пласте, м	1003
Зенитный угол в точке входа ствола скважины в продуктивный пласт, град	59,82

Таблица 3 – Интенсивность набора зенитного угла (по вертикали), град/10 м

Эксплуатационная потайная колонна	
2555,0-2640,0	1,4785
Пилотный ствол (открытый ствол)	
2640,0-2760,0	-1,0473
Хвостовик	
2640,0-2942,50	1,4785
Проектные интервалы залегания продуктивных пластов, м пласт П ₁ пласт П ₂	2890–2919 2921–2964
Азимут проводки бокового горизонтального ствола, град	0

В таблице 4 приведены результаты расчёта профиля скважины. Указано, в каких интервалах следует соблюдать заданную интенсивность искривления.

Таблица 4 – Результаты расчета профиля скважины

Интервал по вертикали, М		Зенитный угол			Горизонтальное отклонение, М		Глубина скважины по стволу, м		Интенсивность искривления, град/10
от	до	в начале интервала	в конце интервала	средний	за интервал	общее	в начале интервала	в конце интервала	
0,00	2555	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2555,00	0,00
2555	2640	0,00	12,67	6,336	9,44	9,44	2555	2640,70	1,4785
Пилотный (открытый) ствол									
2640	2760	12,671	0,00	6,336	13,02	22,76	2640,7	2761,70	-1,0473
2760	3010	0,00	0,00	0,00	0	22,76	2761,70	3011,70	0,00
Хвостовик									
2640	2942,5	12,671	89,90	51,29	377,4	386,85	2640,70	3163,05	1,4785
2942,5	2943,9	89,90	89,90	89,90	800	1186,8	3163,05	3963,05	0,00

Возможные осложнения при строительстве скважины

Для уменьшения рисков возникновения инцидентов, аварий и браков во время строительства скважины необходимо заложить в проектную документацию информацию о геологических осложнениях, которые могут возникнуть в процессе бурения и крепления скважины. Главным является указание интервалов возможных осложнений, условий их возникновения и характеристика. Эта информация наиболее важна по причине того, чтобы буровая компания разрабатывала совместно с проектными организациями и сервисными подрядчиками заранее подготовленные планы работ и мероприятия для безопасной проводки скважины и во избежание возникновения инцидентов и брака. В таблице 5 указаны возможные геологические осложнения, которые могут возникнуть в процессе технологических операций во время строительства скважины № 9 Виканской площади.

Приведённая в таблице 5 информация составлена на основе опыта бурения предыдущих скважин на месторождении и геологических исследований залегающих пластов.

При проявлениях рапы в результате разности растворимости солей с пластовой и устьевой температурами вблизи устья скважины могут отлагаться кристаллы соли вплоть до закупорки сечения скважины. Заглушить рапу утяжелением бурового раствора, как правило, не удаётся. При проявлениях рапы наблюдается выпадение кристаллов солей по мере охлаждения её при подъёме с большой глубины, где температура в соответствии с геотермическим градиентом ниже. При переходе рапы из жидкого, текучего состояния в пастообразное и твёрдое возможны закупорка ею кольцевого пространства скважины, прекращение циркуляции, прихват бурильного инструмента, потеря скважины.

Как правило, проявление рапы носит внезапный характер, особенно если оно большой интенсивности, поэтому в большинстве случаев считают предпочтительным разрядить рапосодержащий резервуар в соленосной толще. Как правило, к углублению скважин в данной ситуации приступают только тогда, когда поступление рапы в ствол не превышает 3–5 м³/сут. Обычно к этому времени буровой раствор, который находился в скважине, приходит в полную негодность из-за разбавления рапой. В этот период по стволу скважины, как правило, имеют место такие виды осложнений, как затяжки, посадки и прихват бурового инструмента и, как следствие этого, её ликвидация. Наиболее частые осложнения – смятие обсадных колонн и проявления рапы – встречаются при прохождении соляно-ангидритовой толщи.

На процесс рапопроявления в большей степени влияют технологические параметры бурения. Это связано с тем, что часто персонал и оборудование буровой не готовы к вскрытию интервалов с возможным рапопроявлением по причине неточной сейсмической разведки при геологических описаниях пластов месторождения, т.е. во время бурения не соблюдаются следующие параметры для вскрытия интервалов с рапой:

- необходимая плотность бурового раствора;
- химический состав промывочной жидкости во избежание размывов солей;
- необходимое устьевое и ПВО для возможности ведения буровых работ с избыточным давлением на устье скважины;
- заранее подготовленные химические реагенты для приготовления утяжелённых буровых растворов;
- различие в коэффициентах аномальности.

С учётом всего вышеуказанного, можно выделить, что правильно подобранная технология строительства скважины является основным фактором в процессе предупреждения и ликвидации рапопроявлений. Особое внимание необходимо уделить буровым растворам, тампонажным растворам, технологии крепления скважины, оборудованию устья скважины.

Буровые растворы

Буровой раствор является сложной многокомпонентной дисперсной системой суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Таблица 5 – Возможные осложнения при проведении технологических операций

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	70	Обвалы стенок скважины	При бурении слабосцементированных, рыхлых пород
70	748,3	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания слабосцементированных, рыхлых пород
		Обвалы стенок скважины	При бурении слабосцементированных терригенных пород
		Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания трещинно-поровых пород
		Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания трещиновато-кавернозных пород
748,3	937,1	Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
		Прихват инструмента	За счет осаждения шлама в кавернах при поглощениях
937,1	1465,2	Поглощения бурового раствора	При прохождении выщелоченных трещиновато-кавернозных пород
		Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
1125	1340	Газоводопроявления (наличие растворённого сероводорода до 1 %)	Снижение гидростатического давления на пласт-коллектор при поглощениях, подъеме инструмента, недолив скважины
1465,2	1600	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания выщелоченных трещиновато-кавернозных пород при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
1600	2050	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания выщелоченных трещиновато-кавернозных доломитов и известняков при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
		Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
		Рапопроявления*	В зоне АВГД
1650	2000	Смятие колонн	В интервале залегания солей, склонных к текучести
2050	2100	Рапопроявления	В зоне АВГД

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
2100	2627	Поглощения бурового раствора	При бурении трещиновато-кавернозных доломитов и известняков
2200	2450	Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
2490	2550	Газоводопроявления	Снижение гидростатического давления на пласт-коллектор при поглощениях, подъеме инструмента, недолив скважины
2627	2705	Смятие колонн	В интервале залегания солей, склонных к текучести
2705	2783	Поглощения	В интервалах залегания выщелоченных трещиновато-кавернозных пород при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
2783	2874	Поглощения	При бурении трещиновато-кавернозных доломитов
2874	3010	Поглощения	При прохождении выщелоченных трещиновато-кавернозных пород
2890	2964	Газопроявления	В интервалах залегания песчаников-коллекторов парфёновского горизонта при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
			Снижение гидростатического давления на пласт-коллектор при поглощениях, подъеме инструмента, недолив скважины

При циркуляции в скважине буровой раствор должен выполнять следующие функции:

- создание противодействия пластовому давлению;
- очистка забоя от выбуренной породы;
- формирование фильтрационной корки на стенках скважины, которая укрепляет неустойчивые отложения и уменьшает воздействие фильтрата бурового раствора на породы разобщением разбуриваемых пластов и открытого ствола;
- транспортировка выбуренной породы из скважины и удержание её во взвешенном состоянии после прекращения циркуляции;
- передача гидравлической энергии на забойный двигатель и долото;
- предупреждение осыпей, обвалов и других осложнений;
- обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов;
- обеспечение смазывающего и антикоррозионного действия на буровой инструмент;
- охлаждение и смазывание долот;
- обеспечение охраны окружающей среды;
- предотвращение возможностей возникновения осложнений при бурении (дифференциальный прихват, поглощения, нефтегазопроявления и других);
- обеспечение информацией о геологическом разрезе.

Выбор параметров промывочной жидкости произведён исходя из геологической характеристики разреза, геологических осложнений и ожидаемых пластовых давлений, а также согласно п. 210 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Расчёт плотностей буровых растворов

Интервал 1

Бурение под направление 530,0 мм в интервале 0–70 м.

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под направление диаметром 530 мм составит $\rho = 729 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под направление принята $\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1050 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта, т.е. условия бурения совместимые.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под направление диаметром 530,0 мм, составит $\rho_{\text{экв}} = 1158 \text{ кг/м}^3$.

Бурение под направление предусматривается на полимерглинистом буровом растворе плотностью не более 1050 кг/м^3 .

Интервал 2

Бурение под кондуктор 426,0 мм в интервале 70–690 м.

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под кондуктор диаметром 426 мм составит $\rho = 729 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, а также с целью минимизации рисков возникновения поглощений

бурового раствора плотность промывочной жидкости при бурении интервала под кондуктор диаметром 426 мм принята $\rho = 950 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 950 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под кондуктор, составит $\rho_{\text{экв}} = 1288 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под кондуктор предусматривается на полимерглинистом буровом растворе с введением в его состав компонентов для получения аэрированных систем с пониженной плотностью (950 кг/м^3).

Интервал 3

Бурение под промежуточную колонну 323,9 мм в интервале 690–1560 м.

Бурение интервала под промежуточную колонну предусматривается с применением системы бурения с регулируемым давлением (далее БРД). Использование системы БРД позволяет:

- производить вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящемся в равновесии с пластовым;
- осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП;
- уменьшать пульсацию/скачки давления;
- способствовать минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

Для поддержания необходимого (дополнительного) противодействия на пласт в комплект системы БРД входит блок дросселей и роторный устьевой герметизатор (далее РУГ). Максимально допустимое устьевое давление в динамических условиях, которое выдерживает РУГ, при оборотах ротора 100 об./мин. составляет 70 атм.

При бурении интервала под промежуточную колонну вскрывается продуктивный пласт в интервале бильчирского горизонта ангарской свиты. Плотность бурового раствора, гидростатическое давление которого находится в равновесии с пластовым, составит $\rho = 729 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под промежуточную колонну с использованием системы БРД предусматривается на безводном буровом растворе (Полибур Турбо) плотностью 910 кг/м^3 .

По достижению необходимой глубины спуска промежуточной колонны (или для смены КНБК) производится перевод скважины на буровой раствор плотностью 1040 кг/м^3 . Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под промежуточную колонну 323,9 мм в интервале 690–1560 м составит $\rho = 1038 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1040 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения 690–1560 м под промежуточную колонну, составит $\rho_{\text{экв}} = 1264 \text{ кг/м}^3$.

Интервал 4

Бурение под эксплуатационную колонну 244,5х250,8 мм в интервале 1560–2100 м.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну предусматривается с применением системы БРД на полимерном минерализованном буровом растворе плотностью 1210 кг/м^3 , также начальная плотность бурового раствора определена с учётом исключения возможных поглощений.

При обнаружении первых признаков рапопроявления произвести перевод скважины на буровой раствор плотностью 2020 кг/м^3 (перед бурением интервала под эксплуатационную колонну предусмотреть приготовление минерализованного утяжелённого

бурового раствора плотностью 2020 кг/м³ в объёме не менее 130 м³). Корректировка плотности бурового раствора осуществляется в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого интервала.

Плотность бурового раствора, гидростатическое давление которого находится в равновесии с пластовым, составит $\rho = 2304$ кг/м³.

Таким образом, дальнейшее углубление скважины необходимо производить на равновесии с пластовым давлением с использованием бурового раствора плотностью $\rho = 2020$ кг/м³ с поддержанием противодействия с помощью системы БРД.

Расчётное значение противодействия в процессе бурения (в том числе при наращивании бурильного инструмента) составит $P_{\text{уст}} = 5,7$ МПа.

Использование системы БРД в интервале бурения под эксплуатационную колонну позволит:

- осуществить оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП (рапопроявления);
- минимизировать риски возникновения поглощений бурового раствора;
- производить углубление скважины на равновесии с пластовым давлением, исключить поступление рапы в ствол скважины.

По достижению необходимой глубины спуска эксплуатационной колонны (или для смены КНБК) производится перевод скважины на буровой раствор плотностью 2420 кг/м³. Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под эксплуатационную колонну 244,5×250,8 мм в интервале 1560–2100 м составит $\rho = 2419$ кг/м³.

Принимаем плотность бурового раствора 2420 кг/м³, что не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения 1560–2100 м под эксплуатационную колонну диаметром 244,5 мм, составит $\rho_{\text{экв}} = 2569$ кг/м³.

Интервал 5

Бурение под эксплуатационную потайную колонну 177,8 мм в интервале 2100/2100–2640/2641 м (по вертикали/по стволу).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под эксплуатационную потайную колонну диаметром 177,8 мм составит $\rho = 1113$ кг/м³.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под эксплуатационную потайную колонну принята $\rho = 1110$ кг/м³.

Принятая плотность бурового раствора 1110 кг/м³ не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под эксплуатационную потайную колонну, составит $\rho_{\text{экв}} = 1851$ кг/м³.

Бурение интервала под эксплуатационную потайную колонну предусматривается на безводном ингибирующем буровом растворе Полибур Турбо плотностью 1110 кг/м³.

Интервал 6

Бурение под пилотный ствол 146,0 мм в интервале 2640–3010/2641–3012 м (по вертикали/по стволу).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под пилотный ствол диаметром 146,0 мм составит $\rho = 1081 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под открытый ствол принята $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1080 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта.

Эквивалентная плотность промывочной жидкости, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под открытый ствол, составит $\rho_{\text{экв}} = 1403 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под пилотный ствол предусматривается на безводном ингибирующем буровом растворе Полибур Турбо плотностью 1080 кг/м^3 .

Интервал 7

Бурение под хвостовик 114,3 мм в интервале 2640–2944/ 2641–3963 м (по вертикали/по стволу).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под хвостовик диаметром 114,3 мм составит $\rho = 1081 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под хвостовик принята $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1080 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале, составит $\rho_{\text{экв}} = 1403 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под хвостовик предусматривается на безводном ингибирующем буровом растворе Полибур Турбо плотностью 1080 кг/м^3 .

Технологические параметры бурового раствора

Перед приготовлением высокоминерализованного полимерного раствора требуется произвести очистку емкостей ЦС для того, чтобы промывочная жидкость была без лишних примесей. Для предотвращения осложнений, при разбурировании продуктивных пластов, связанных с несоответствием параметров бурового раствора, в обязательном порядке проводить входной контроль глинопорошка, утяжелителя, полимерных и смазывающих реагентов. В таблице 6 указаны типы промывочных жидкостей, применяемые в различных интервалах.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений перед вскрытием продуктивных горизонтов необходимо произвести уточнение значения необходимой плотности бурового раствора на основании опережающего прогноза пластового давления по результатам геологических исследований скважины. Все измерения параметров бурового раствора производятся в соответствии с требованиями нормативных документов и соответствующим оборудованием. В таблице 7 указаны технологические параметры буровых растворов для интервалов рассматриваемой скважины.

Также в отношении бурового раствора необходимо учесть, что в соответствии с п. 217 ПБ НГП 2013 при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объёмов скважины:

- один в емкостях буровой установки;
- второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

Таблица 6 – Тип и параметры бурового раствора

Тип бурового раствора	Интервал бурения (по вертикали / по стволу), м		рН	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Содержание твёрдой фазы, %	Содержание песка, %	Катионно- обменная ёмкость (МВТ), кг/м ³
	от	до						
Полимерглинистый	0	70	8–9	12–25	70–120	до 12	<3	<35
Полимерглинистый	70	690	8–9	12–20	50–90	до 12	<1,5	<35
Полибур Турбо	690	1560	–	30–50	60–80	до 10	<1	–
			–	30–50	60–80	до 10	<1	–
Полимерный минерализованный (утяжеленный)	1560	2100	5–7	20–50	60–125	–	<1	–
			5–7	45–90	50–130	–	–	–
Полибур Турбо	2100	2640 / 2641	–	40–60	80–120	до 18	<1	–
Полибур Турбо	2640 / 2641	3010 / 3012	–	30–50	60–80	до 15	<1	–
Полибур Турбо	2640 / 2641	2944 / 3963	–	30–50	60–80	до 15	<1	–

Таблица 7 – Технологические параметры бурового раствора

Тип бурового раствора	Интервал бурения (по вертикали / по стволу), м		Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.	Корка, мм	Коэффициент трения глинистой корки	СНС, дПа	
	от	до						1 мин.	10 мин.
Полимерглинистый	0	70	1050	60–80	<9	≤1,5	0,30	60–90	70–120
Полимерглинистый	70	690	950	60–80	<8	≤1,5	0,25	30–50	60–100
Полибур Турбо	690	1560	910	–	3–4	≤0,5	–	20–50	30–70
			1040	–	3–4	≤0,5	–	20–50	30–70
Полимерный минерализованный (утяжеленный)	1560	2100	1210	25–30	–	≤0,5	–	20–50	25–75
			(2020) 2420	80–130	–	>2	–	20–50	25–75
Полибур Турбо	2100	2640 / 2641	1110	–	3–4	≤1	–	40–70	60–90
Полибур Турбо	2640 / 2641	3010 / 3012	1080	–	3–4	≤0,5	–	20–50	30–70
Полибур Турбо	2640 / 2641	2944 / 3963	1080	–	3–4	≤0,5	–	20–50	30–70

В таблице 8 приведена информация по необходимому количеству буровых растворов для бурения всех интервалов скважины № 9 Висканской площади.

В скобках таблицы 8 указано значение объёма бурового раствора, переведённого с предыдущих интервалов (в том числе с блока дополнительных емкостей $V = 360 \text{ м}^3$), также буровой раствор Полибур Турбо после бурения интервала под промежуточную колонну переводится в блок дополнительных емкостей и в дальнейшем используется для бурения интервалов под эксплуатационную потайную колонну, пилотный ствол и хвостовик.

Перед бурением интервала под эксплуатационную колонну обязательным условием является приготовление минерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью 2020 кг/м^3 в объёме не менее 130 м^3 для оперативной ликвидации возможного геологического осложнения в виде рапопроявления. Содержание хлорид-ионов в минерализованном буровом растворе должно превышать значение в 180000 мг/л . Общий запас материалов на скважину завозится перед началом бурения.

Рецептура обработки бурового раствора

В таблице 9 указана рецептура приготовления бурового раствора и перечень необходимых материалов, химических реагентов.

Допускается замена реагентов на аналоги, включённые в перечень компонентов буровых растворов. Запас химреагентов принят с учётом фактического опыта бурения скважин-аналогов на месторождении. С целью минимизации непроизводительного времени (НПВ) при возникновении осложнений, связанного с ожиданием завоза необходимых химреагентов, требуется предусмотреть наличие данного объёма материалов на скважине перед началом производства буровых работ. Необходимо вести входной контроль качества химических реагентов на соответствие их требованиям проектной документации и программе промывки.

Технология бурения интервалов с возможным рапопроявлением

Технические решения по углублению скважины основаны на использовании серийно выпускаемых долот, забойных двигателей и бурильных труб. При бурении обязательно производить профилактические отрывы бурильного инструмента от забоя.

Новое долото обкатывается по технологии сервисной компании, либо рекомендациям завода-изготовителя. При отсутствии указаний производителя приработку осуществлять с нагрузкой 2–3 тонны в течение 10–15 минут с последующим плавным увеличением нагрузки до проектных значений. Спуск нового долота осуществляется с проработкой до свободного прохождения в местах посадок и затяжек бурильной колонны и в призабойной зоне. При смене долота на бурголовку производится очистка забоя с включением в состав КНБК фрезера-ловителя магнитного и шламометаллоуловителя. Перед началом каждого долбления производится промывка скважины при поднятом над забоем долоте до приведения параметров бурового раствора в соответствии с программой проводки скважины, но не менее объёма затрубного пространства, после окончания каждого долбления – в течение 1 цикла. Перед наращиванием необходимо производить трёхкратную проработку ствола скважины на длину свечи и промывку в течение 5 минут. При подъёме бурильной колонны постоянно производить долив с контролем объёма доливаемого раствора.

При смене КНБК скорость спуска ограничивается до $0,3\text{--}0,4 \text{ м/с}$, не допуская посадок более 5 тонн. При спуске бурильной колонны за 500 м до продуктивного пласта скорость снижается до $0,2 \text{ м/с}$.

С целью гашения продольных колебаний в бурильных трубах и упорядочения динамических нагрузок на шарошечном долоте в процессе бурения скважины в состав КНБК требуется включить винтовой забойный двигатель, имеющий в своём составе наддолотный амортизатор. Важным условием для качественного крепления скважины является подготовка ствола скважины перед спуском обсадной колонны. Подготовка ствола к спуску обсадных колонн:

- проработке подвергаются интервалы, в которых получена посадка более 3 тонн;
- при каждом спуске в скважину или подъёме из скважины калибрующие элементы компоновки обмеряются с записью результатов в суточный рапорт;

Таблица 8 – Тип бурового раствора и его потребность

Интервал (по вертикали / по стволу), м		Тип бурового раствора	Потребность бурового раствора, м³				
от (верх)	до (низ)		объём ствола скважины	объём на поверхности (ёмкости БУ)	объём потерь	суммарный объём	объём запаса (в виде материалов и реагентов)
0	70	Полимерглинистый	31,2	80,0	64,0	175,2	0
70	690	Полимерглинистый	177,8	177,8	183,0	538,6 (97)	177,8
690	1560	Полибур Турбо	226,0	226,0	178,9	630,9	226,0
1560	2100	Полимерный минерализованный (утяжелённый)	154,5	154,5	91,0	400,0	154,5
2100	2640 / 2641	Полибур Турбо	102,6	102,6	29,4	234,6 (234,6)	102,6
2640 / 2641	3010 / 3012	Полибур Турбо	88,0	88,0	49,6	225,6 (225,2)	88,0
2640 / 2641	2944 / 3963	Полибур Турбо	105,5	105,5	34,1	245,1 (244,7)	105,5

Таблица 9 – Рецептура обработки и потребность в компонентах бурового раствора

Интервал бурения (по вертикали / по стволу), м	Наименование химреагентов и материалов	Цель применения реагента	Норма расхода, кг/м ³	Потребность компонентов, тонн	
				всего	кроме того, запас на скважину
1	2	3	4	5	6
	Глиноporошок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ)	Структурообразователь	40,0	7,01	-
0-70	Сода кальцинированная	Регулятор pH и жёсткости	3,0	0,53	-
	Сода каустическая	Регулятор pH	1,0	0,18	-
	ПАЦ-В (КМЦ-9В)	Регулятор реологических свойств и фильтрации	3,0	0,53	-
	Поли ТЦР	Понижитель фильтрации, компонент для получения аэрированных систем с пониженной плотностью	40,0	7,01	-
	Биополимер	Структурообразователь	3,0	0,53	-
	ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	Лигносульффонатный разжижитель	3,0	0,53	-
	ПолиПАВ – ВН	ПАВ	4,0	0,70	-
	Вода техническая	Основа	953,0	166,92	-
	Глиноporошок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ)	Структурообразователь	30,0	13,25	5,33
	Сода кальцинированная	Регулятор pH и жёсткости	2,0	0,88	0,36
70-690	Сода бикарбонат	Нейтрализация ионов кальция и магния	0,5	0,22	0,09
	Сода каустическая	Регулятор pH	2,0	0,88	0,36
	ПАЦ-В (КМЦ-9В)	Регулятор реологических свойств и фильтрации	3,0	1,32	0,53
	Поли ТЦР	Понижитель фильтрации, компонент для получения аэрированных систем с пониженной плотностью	40,0	17,66	7,11
	Биополимер	Структурообразователь	3,0	1,32	0,53
	ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	Лигносульффонатный разжижитель	3,0	1,32	0,53
	Полидефом	Пеногаситель	2,0	0,88	0,36
	Микан-40	Сухая смазочная добавка для спуска ОК	5,0	2,21	0,89
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	0,44	0,18
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель	3,0	1,32	0,53
	Бактерицид ЛПЭ-11	Предотвращение биодеструкции	1,0	0,44	0,18
	ПолиПАВ - ВН	ПАВ	4,0	1,77	0,71
	Вода техническая	Основа	850,5	375,58	151,22

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
690–1560	Сода каустическая	Регулятор рН	2,0	1,26	0,45
	Микрорамор (МР-1, МР-2)	Карбонатный коагулянт, утяжелитель	250,0	157,73	56,51
	Турбо	Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	482,67	172,91
	Турбо Р	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	85,18	30,51
	Эмульгатор Стаб ТС	Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	9,46	3,39
	Гидрофобизатор	Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20,0	12,62	4,52
	Полиолечек Вис АТ	Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	18,93	6,78
	Известь негашёная	Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	1,89	0,68
	ЖС-СБМ	Нейтрализатор сероводорода	10,0	6,31	2,26
	Полилаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	0,63	0,23
	Полилаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	1,26	0,45
	Сода каустическая	Регулятор рН	2,0	0,80	0,31
	Барит	Утяжелитель	2050	820,02	316,74
1560–2100	Полицем пласт-1	Пластификатор	5	2,00	0,77
	Полицем Газблок	Стабилизатор, понизитель фильтрации	5,0	2,00	0,77
	Биополимер	Структурообразователь	3,0	1,20	0,46
	Смолополимер	Стабилизатор реологических свойств и фильтрации	15,0	6,00	2,32
	ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	Лигносульфонатный разжижитель	5,0	2,00	0,77
	Полидефом	Пеногаситель	5	2,00	0,77
	Хлористый кальций	Минерализация раствора	350	140,00	54,08
	Полилаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1	0,40	0,15
	Полилаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	0,80	0,31
	Полиэконол А	Ингибитор кристаллизации рапы	100,0	40,00	15,45
	Вода техническая	Основа	717,0	286,81	110,78

Продолжение таблицы 9

2100–2640/ 2100–2641	Сода каустическая	Регулятор pH	2,0	–	–
	Микрорамор (MP-1, MP-2)	Карбонатный коагумант, утяжелитель	360,0	25,81	11,29
	Турбо	Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	–	–
	Турбо Р	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	–	–
	Эмульгатор Стаб ТС	Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	–	–
	Гидрофобизатор	Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20,0	–	–
	Полиолчек Вис АТ	Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	–	–
	Известь негашеная	Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	–	–
	Полиплаг-Б	Кольматирующей наполнитель	1,0	–	–
	Полиплаг-6А	Кольматирующей наполнитель	2,0	–	–
	Сода каустическая	Регулятор pH	2,0	–	–
	2640–3010/ 2641–3012	Микрорамор (MP-1, MP-2)	Карбонатный коагумант, утяжелитель	250	–
Турбо		Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	–	–
Турбо Р		Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	11,28	4,40
Эмульгатор Стаб ТС		Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	–	–
Гидрофобизатор		Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20	–	–
Полиолчек Вис АТ		Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	–	–
Известь негашеная		Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	–	–
Полиплаг-Б		Кольматирующей наполнитель	1,0	–	–
Полиплаг-6А		Кольматирующей наполнитель	2,0	–	–

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5	6
2640–2944 / 2641–3963	Сода каустическая	Регулятор pH	2,0	–	–
	Микроамрамор (MP-1, MP-2)	Карбонатный кольматант, утяжелитель	250,0	–	–
	Турбо	Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	–	–
	Турбо Р	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	12,26	5,28
	Эмульгатор Стаб ТС	Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	–	–
	Гидрофобизатор	Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20,0	–	–
	Полийолчек Вис АТ	Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	–	–
	Известь негашеная	Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	–	–
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	–	–
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	–	–
	Глинопоршок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ)	Структурообразователь			30,00
	Баритовый утяжелитель	Утяжелитель			300,0
	Наполнитель КФ-30Р	Кольматирующий наполнитель			2,0
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель			4,0
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель			6,0
	Полиблок	Водоизолирующий и кольматирующий реагент			2,0
	Полиэкспан (ПБС)	Водоизолирующий и кольматирующий реагент			2,0
	ЖС-СБМ	Нейтрализатор сероводорода			2,0
	Опилки	Кольматирующий наполнитель			3,0
	Резиновая крошка	Кольматирующий наполнитель			3,0
	Полицем Гипс	Тампонажный цемент для ликвидации осложнений			12,0
	Полицем ТПП	Тампонирующий агент			10,0
	Полицем СТП-3	Замедлитель схватывания для гипсовых и гипсо-цементных тампонажных растворов			0,5
	Полицем МЦ (магнезиальный цемент)	Тампонажный цемент для ликвидации осложнений			10,0
	Шлак угольный	Кольматирующий наполнитель			2,0
	Поли ПАВ-ВН	ПАВ водорастворимый			0,5
Поли ПАВ-МГ	ПАВ маслорастворимый			0,5	
Полиблокатор Комби	Состав для ликвидации поглощений			2,0	
Набухающий кольматант ЮСП-1105, ЮСП-5001, ЮСП-5204	Кольматирующий наполнитель			3,0	

- калибрование ствола заканчивается пропуском до забоя компоновки без вращения;
- ствол скважины необходимо проработать при получении затяжек или посадок геофизических приборов.

Бурение с регулируемым давлением

По причине наличия возможных интервалов с такими геологическими осложнениями, как АВПД и рапопроявление, бурение секций под промежуточную колонну диаметром 323,9 мм и эксплуатационную колонну диаметром 244,5×250,8 мм осуществляется с применением комплекса оборудования системы бурения с регулируемым давлением (БРД).

Использование системы БРД позволяет:

- производить контроль давления в скважине в процессе бурения (вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящемся в равновесии с пластовым), наращивания и СПО;
- осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП;
- уменьшить пульсацию/скачки давления, а также способствует минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

В комплект оборудования системы БРД входит:

- роторный устьевого герметизатор (РУГ);
- блок управления;
- автоматический дроссельный манифольд;
- расходомер Кориолиса;
- насос (для создания противодействия);
- двухфазный сепаратор;
- факельная установка (газовый расходомер).

Основным оборудованием системы БРД, осуществляющими герметизацию устья скважины в процессе бурения (СПО) и позволяющими производить контроль за параметрами противодействия, являются РУГ и автоматический дроссельный манифольд.

РУГ представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое на противовыбросовое оборудование. РУГ обеспечивает безопасное отведение выходящих из скважины газов, бурового раствора, пластовых флюидов и выбуренной породы к оборудованию контроля затрубного давления и сепарации. Герметизация пространства вокруг буровой колонны осуществляется за счёт резиновых/полиуретановых уплотнителей, закреплённых с помощью болтового соединения на вращающейся части РУГ – подшипниковом узле. Подшипниковый узел вставляется в корпус РУГ и зажимается с помощью металлического хомута. Данная конструкция позволяет оперативно производить замену изношенного уплотнительного элемента вместе с подшипниковым узлом (замена осуществляется в течение 30–40 минут).

Автоматический дроссельный манифольд предназначен для создания требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях. Изменение положения дросселя увеличивает/уменьшает эффективный диаметр проходного отверстия, что облегчает/затрудняет прохождение жидкости через данную секцию и таким образом влияет на величину противодействия. Дроссельный манифольд оснащён датчиками давления на входной и на выходной линии, что позволяет автоматической системе при необходимости подбирать соответствующее требуемому противодействию положение дросселя.

Роторный устьевого герметизатор

Бурение интервалов с возможными осложнениями в виде ГНВП и рапопроявлений предусматривается с применением системы бурения с регулируемым давлением (далее БРД). Использование системы БРД позволяет производить вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящемся в равновесии с пластовым, осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП, уменьшить пульсацию/скачки давления, а также способствует минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

Роторный устьевой герметизатор предназначен для герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжелённых, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при её вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спускоподъёмных операций. Устанавливается герметизатор над блоком превенторов вместо разъёмного желоба для создания закрытой циркуляционной системы и отвода бурового раствора через дроссельный манифольд к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

При работе с РУГ трубы должны быть специально подготовлены. На них необходимо удалить забоины, царапины, заусенцы, замки бурильных труб должны иметь фаски. К работе с роторным герметизатором допускаются лица, знающие его устройство и правила эксплуатации.

Герметизатор устьевой роторный содержит муфту ведущей бурильной трубы 1, установленную на неё и взаимодействующую при работе с муфтой герметизатора 2, передающей крутящий момент самоуплотняющейся манжете 3, тем самым обеспечивающей синхронное вращение ведущей бурильной трубы с самоуплотняющейся манжетой 3. Упорный подшипник скольжения 4 из износостойкого материала установлен между муфтой герметизатора 2 и крышкой 5. Поверхность муфты герметизатора 2, контактирующая с упорным подшипником скольжения 4, имеет смазывающе-охлаждающие каналы (рис. 3). В нижней части муфты герметизатора 2 имеется упорный выступ 6, входящий в кольцевую выточку самоуплотняющейся манжеты 3, обеспечивающий ей более высокую прочность. В полость крышки 5 установлен узел радиального подшипника скольжения, выполненный из износостойкого материала в виде одного и более разрезных колец 7 и верхнего разрезного кольца 8, под которым находится уплотнительное кольцо 9. Причём верхнее разрезное кольцо 8 для взаимодействия с уплотнительным кольцом 9 имеет основание, срезанное под углом к оси герметизатора, тангенс которого определяется соотношением:

$$\operatorname{tg} \alpha \leq \frac{D}{R},$$

где D – внутренний диаметр кольца узла радиального подшипника; R – радиус сечения уплотнительного кольца.

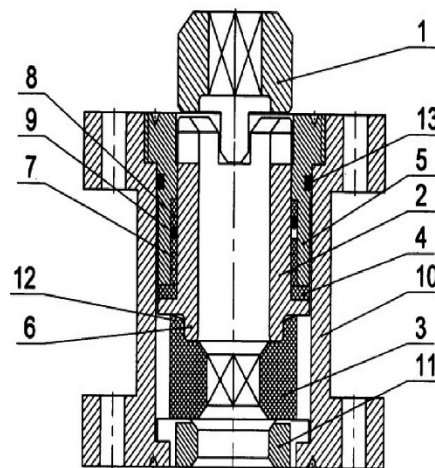


Рисунок 3 – Герметизатор устьевой роторный

Самоуплотняющаяся манжета 3 имеет размер и форму, позволяющие ей пропускать муфты замковых спускаемых труб через отверстие в ней, не извлекая её из корпуса герметизатора. Наружный диаметр самоуплотняющейся манжеты 3 позволяет ей свободно перемещаться в корпусе 10 в горизонтальной плоскости, не задевая его внутренней стороны при плохом центрировании бурильной колонны, что исключает износ по наружной поверхности самоуплотняющейся манжеты 3. Снизу самоуплотняющаяся манжета 3 опирается в центратор 11 и обеспечивает начальную герметичность при малой величине давления в корпусе 10 герметизатора за счёт поджатия губы 12 самоуплотняющейся

манжеты 3. При повышении давления самоуплотняющаяся манжета 3 приподнимается над центратором 11, образуя зазор при работе, вследствие чего отсутствует износ и на нижней части самоуплотняющейся манжеты 3. Между крышкой 5 и корпусом 10 установлено уплотнительное кольцо 13.

Муфта ведущей бурильной трубы 1 обеспечивает зацепление с муфтой герметизатора 2 при вращении ведущей бурильной трубы в любом направлении с возможным одновременным осевым перемещением её вверх или вниз, а также свободное расцепление от муфты герметизатора 2 в момент выхода муфты замка ведущей бурильной трубы из герметизатора при подъёме ведущей бурильной трубы без вращения.

Герметизатор работает следующим образом. Его устанавливают на устье скважины так, чтобы муфта замка верхней бурильной трубы оказалась над герметизатором. Затем на бурильную колонну навинчивают ведущую бурильную трубу, снабжённую муфтой ведущей бурильной трубы 1, и производят спуск колонны.

При спуске ведущей бурильной трубы через герметизатор муфта ведущей бурильной трубы 1 входит в зацепление с муфтой герметизатора 2. После прохода муфты замка ведущей бурильной трубы через герметизатор самоуплотняющаяся манжета 3 плотно обжимает гранёную часть ведущей трубы. При появлении давления в корпусе герметизатора самоуплотняющаяся манжета 3 приподнимается над центратором 11, поджимается к муфте герметизатора 2 и обеспечивает герметизацию контакта с ней и с гранёной частью ведущей бурильной трубы.

При включении вращения крутящий момент через муфту ведущей бурильной трубы 1 передаётся от ведущей бурильной трубы муфте герметизатора 2, а от неё самоуплотняющейся манжете 3. При этом самоуплотняющаяся манжета 3 не контактирует с внутренней стенкой корпуса 10, а при появлении давления исчезает контакт нижней части самоуплотняющейся манжеты 3 с центратором 11. При вращении под давлением возникает осевая нагрузка, передаваемая от самоуплотняющейся манжеты 3 муфте герметизатора 2, упорному подшипнику скольжения 4 и крышке 5. За счёт скольжения трущихся поверхностей крышки 5 или муфты герметизатора 2 по поверхности упорного подшипника скольжения 4 крутящий момент передаётся от муфты герметизатора 2 самоуплотняющейся манжете 3, синхронизируя вращение самоуплотняющейся манжеты 3 и ведущей бурильной трубы. Возникающие радиальные нагрузки, вызванные плохим центрированием ведущей бурильной трубы, воспринимают центратор 11 и узел радиального подшипника скольжения, состоящий из разрезных колец 7 и верхнего разрезного кольца 8, основание которого срезано под углом к оси герметизатора. При этом герметичность обеспечивается уплотнительным кольцом 9, установленным между кольцами 7 и верхним кольцом 8. В процессе работы уплотнительное кольцо 9 поджимается к кольцу 8. Кроме того, кососрезанное основание кольца 8 обеспечивает смазку в зоне трения поверхностей уплотнительного кольца 9 и цилиндрической поверхности муфты герметизатора 2, что увеличивает ресурс работы уплотнительного кольца 9.

Герметичность между крышкой 5 и корпусом 10 достигается за счёт уплотнительного кольца 13.

Во время спуска или подъёма ведущей бурильной трубы, как с вращением её, так и без вращения при давлении на устье самоуплотняющаяся манжета 3 своей верхней поверхностью герметично прилегает к муфте герметизатора 2 и имеет износ только по поверхности отверстия, т.е. в месте контакта самоуплотняющейся манжеты 3 с ведущей бурильной трубой.

Для наращивания бурильной трубы останавливают вращение, снижают давление на устье до нуля и производят подъём ведущей бурильной трубы через герметизатор, не демонтируя его с устья скважины так, чтобы верхняя муфта замка бурильной трубы оказалась выше герметизатора, при этом муфта ведущей бурильной трубы 1 автоматически расцепляется с муфтой герметизатора 2. Затем отвинчивают ведущую бурильную трубу, наращивают бурильную колонну, навинчивают ведущую бурильную трубу, причём муфта ведущей бурильной трубы 1 постоянно находится на ней и не демонтируется. Спуск бурильной колонны и дальнейшая работа герметизатора происходит в вышеописанном порядке. РУГ после установки на устье опрессовывается на рабочее давление в статике и на рабочее давление в динамике согласно технического паспорта, но не

превышающее давление опрессовки обсадной колонны. С целью предотвращения дополнительного динамического воздействия рабочей среды на обсадную колонну опрессовку производят с помощью устьевых пакеров. Результаты опрессовок оформляются актом.

Применение профильных перекрывателей для ликвидации зон поглощений

Одна из серьёзных проблем при строительстве скважин – это изоляция зон с интенсивным поглощением бурового раствора, вскрытие которых сопровождается обвалами пород. Это приводит к дополнительным многократным изоляционным работам, а иногда к перекрытию таких интервалов промежуточными колоннами и колоннами-«хвостовиками» с уменьшением диаметра скважины, усложнением её конструкции и значительным расходом обсадных труб, цемента и времени. Некоторые пласты, несовместимые по условиям бурения, находятся на незначительном расстоянии друг от друга и имеют небольшую толщину, каждый из них приходится перекрывать отдельной колонной. Также возможна установка данного оборудования для ликвидации интервала проявления рапы.

При бурении скважины № 9 Висканской площади существует большой риск возникновения зон катастрофического поглощения во время проведения работ в интервалах, где имеется риск столкнуться с рапопроявлением. Причиной поглощения промывочной жидкости служит значительная разность показателей забойных давлений в пластах с рапой и в пластах с другими породами. При прохождении интервалов с геологическим осложнением в виде рапопроявления используется утяжелённый буровой раствор, который впоследствии приведёт к гидроразрыву менее мощного нижнего пласта, что, в свою очередь, приведёт к образованию зоны катастрофического поглощения.

На сегодняшний день существует оригинальная технология, не имеющая аналогов в мировой практике строительства скважин, позволяющая перекрывать зоны вышеуказанных осложнений стальными обсадными трубами протяжённостью, соразмерной зоне осложнения, без их цементирования и с сохранением исходного диаметра скважины.

Назначение:

- для перекрытия зон осложнения (поглощения, водопроявления, осыпания, обвалов, рапопроявлений);
- для защиты продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементными растворами;
- для ремонта технических колонн при бурении скважин.

Область применения:

- вертикальные скважины;
- наклонно-направленные скважины;
- горизонтальные скважины.

На рисунке 4 показан пример использования профильного перекрывателя.

Главная цель технологии локального крепления скважин – располагать промежуточные обсадные колонны не телескопически, как это принято во всём мире, а последовательно, по мере вскрытия, перекрывать без уменьшения диаметра скважины пласты, несовместимые по условиям бурения, значительно упрощая конструкцию скважин и повышая качество крепления эксплуатационных колонн.

Технология заключается в том, что обсадные трубы профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении, а зону изоляции ствола скважины увеличивают в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (непрофилированных) обсадных труб. После спуска в скважину за счёт давления профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважин. Окончательное выравнивание гофрированных складок перекрывателя и калибровку его диаметра производят с помощью развальцевателя. Последующее бурение проходит без потери размера долота.

В зависимости от функционального назначения оборудования предусмотрены различные модификации ОЛКС. В комплект инструмента для установки перекрывателей входят расширители, предназначенные для расширения ствола скважины. Лопастные или шарошечные развальцеватели, предназначенные для окончательного выравнивания гофрированных складок профильного перекрывателя.

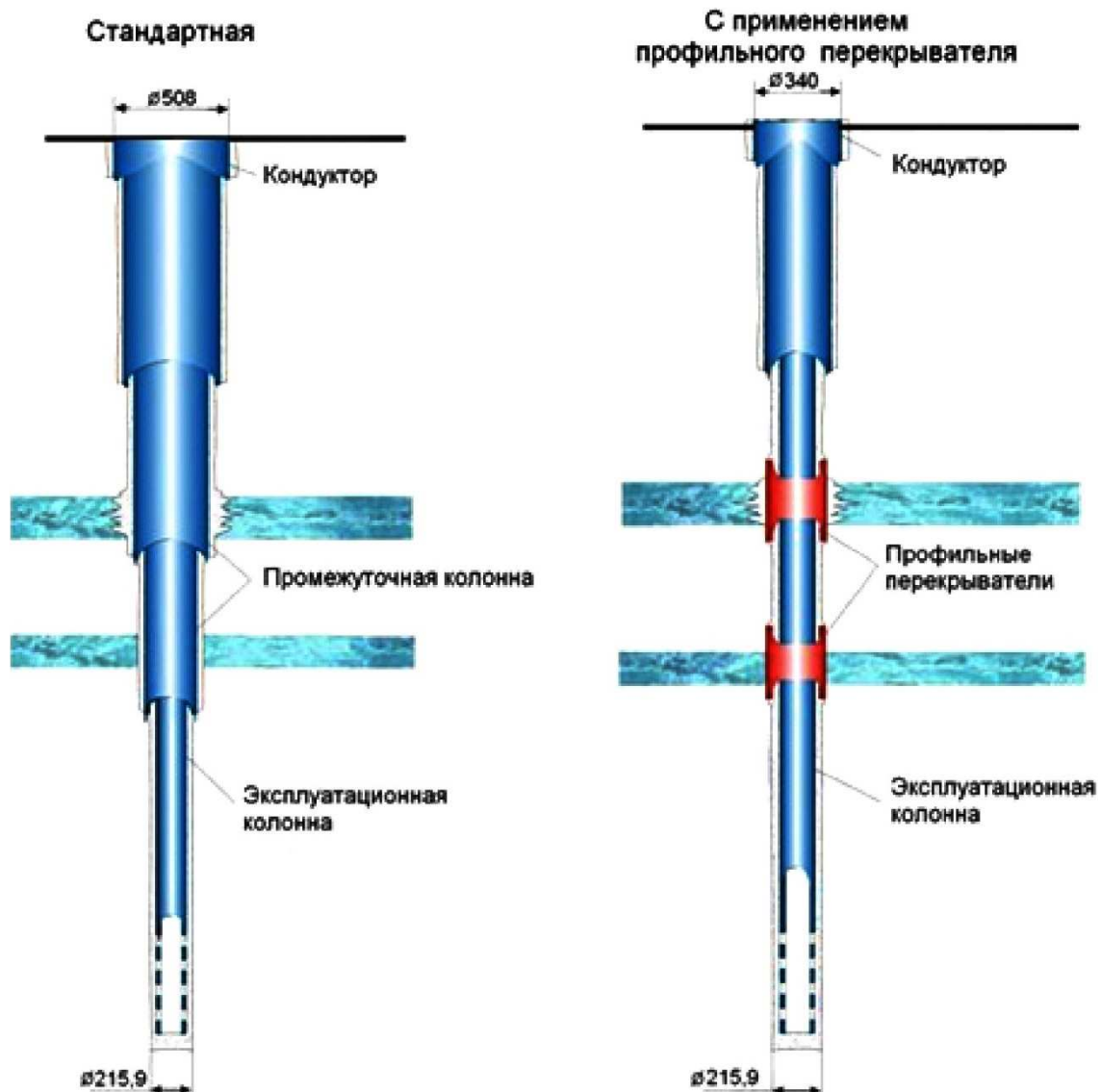


Рисунок 4 – Пример использования профильного перекрывателя

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 679 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. 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.
8. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
9. 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.

10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 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 : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
14. 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). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 297–315.
15. Батыров М.И., Савенок О.В. Предупреждение и ликвидация рапопроявлений при строительстве скважины № 9 на Виканской площади // Рассохинские чтения: Материалы Международной научно-практической конференции (6–7 февраля 2020 года); Секция 2: Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа. – Ухта : ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», 2020.
16. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 97–103.
17. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 166–169.
18. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 170-176.
19. Махаматхожаев Д.Р., Ёкубова Ф.Б., Саидов Т.С. Бурения скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 175–180.
20. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 202–205.
21. 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. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Technology of oil and gas wells drilling. – М. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 679 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the Construction of Oil and Gas Wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's companion : reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Vol. 1–2.
9. 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.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a textbook. – Novocheerkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : OOO «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
14. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of the regression model for determination of the factors influencing on the properties and technological parameters of the drilling mud // Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 297–315.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Warning and elimination of rapoproperties during construction of the well 9 at Vikanskaya area // Rasokhinskie readings: Proceedings of the International Scientific Conference (February 6–7, 2020); Section 2: Development and operation of oil and gas fields. – Ukhta : FSBOU VPO «Ukhta State Technical University», 2020.
16. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential tacking // Bulatovskikh readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 97–103.
17. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for qualitative completion of wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.
18. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of salinosis // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 170–176.
19. Makhamatkhozhaev D.R., Yokubova F.B., Saidov T.S. Drilling of wells in saline deposits of JSC «Uzburneftgas» in the conditions of rapoproizvlenie // Bulatovskie readings: Proceedings of II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 175–180.
20. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for struggle with differential prihvats // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Storm oil and gas wells. – P. 202–205.
21. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of state registration of database No. 2014620659. Application No. 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОРАЗРАБОТКИ НЕКРАСОВСКОГО
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASIS FOR DESIGN
OF ADDITIONAL DEVELOPMENT
OF THE NEKRASOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
ocheredko_2020@mail.ru

Липулени Орланда Дина Эузебиу
студентка кафедры Нефтегазового дела,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
orlandalene28@gmail.com

Аннотация. В статье приведено геологическое строение месторождения и залежей (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений и газоносность месторождения), а также гидрогеологические и инженерно-геологические условия и характеристика режима водонапорного бассейна (размеры и параметры водонапорного бассейна). Дана физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов (геофизические исследования скважин, параметры продуктивных пластов по керну и ГИС, анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов). Рассмотрены свойства и состав и пластовых флюидов, а также толщины продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; геологическое строение месторождения и залежей; гидрогеологические и инженерно-геологические условия; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов; свойства и состав и пластовых флюидов; толщины продуктивных горизонтов.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy Chief,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Student
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Annotation. The article presents the geological structure of the field and deposits (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits and gas content of the field), as well as hydrogeological and engineering-geological conditions and characteristics of the regime of the water basin (dimensions and parameters of the water basin). The physical and hydrodynamic characteristics of the productive formations are given (geophysical studies of wells, parameters of the productive formations by core and well logs, analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells and formations). The properties and composition of reservoir fluids, as well as the thickness of productive horizons, are considered.

Keywords: geological and physical characteristics of the field; geological structure of deposits and deposits; hydrogeological and engineering-geological conditions; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells and reservoirs; properties and composition of reservoir fluids; thickness of productive horizons.

Газоносность месторождения

Некрасовское газоконденсатное месторождение открыто в 1962 году. С 1965 по 1969 год месторождение находилось в опытно-промышленной эксплуатации, а с 1969 года введено в промышленную разработку. Промышленная газоносность Некрасовского

месторождения приурочена к готерив-барремским (свита губс – пачки II, III, IV) и аптским (самурская свита – пачка I) отложениям нижнего мела.

Продуктивные пласты сложены песчаниками, алевролитами и гравелитами с прослоями аргиллитов.

Определение положения газоводяных контактов проведено по результатам опробования скважин, до ввода залежей в эксплуатацию и данным интерпретации материалов ГИС.

I продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Залегают в кровле продуктивного разреза нижнего мела, по площади коллекторы развиты не повсеместно. Выделено три самостоятельных газоконденсатных залежи: Южная, Северная и Центральная.

Для газоконденсатной залежи Южной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений газоводяной контакт принят на абсолютной отметке минус 3293 м.

Газоконденсатная залежь Южной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, сводовая с литологическим экранированием с севера. Размеры залежи: длина – 4,13 км, ширина – 2,88 км, высота – 41 м. Площадь газоносности – 12,85 км².

Газоконденсатная залежь Центральной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений связана с небольшой линзой коллекторов в районе скважины № 57, при испытании в которой получен газ.

ГВК отсутствует.

Газоконденсатная залежь Центральной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, со всех сторон контролируется линией выклинивания. Размеры залежи: длина – 0,75 км, ширина – 0,75 км, высота залежи около 2 м. Площадь газоносности – 0,46 км².

Для газоконденсатной залежи Северной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений ГВК принят на абсолютной отметке минус 3293 м (по аналогии с газоконденсатной залежью Южной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений).

Газоконденсатная залежь Северной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, сводовая с литологическим экранированием с севера, запада и юга. Размеры залежи: длина – 2,38 км, ширина – 2,88 км, высота – 44 м. Площадь газоносности – 7,31 км².

Структурная карта по кровле I продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 1.

II продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Коллекторы II продуктивной пачки нижнемеловых отложений прослеживаются во всех скважинах.

Для газоконденсатной залежи II продуктивной пачки нижнемеловых отложений ГВК принят на абсолютной отметке минус 3318 м (по ГИС).

Газоконденсатная залежь II продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, сводовая. Размеры залежи: длина – 10,13 км, ширина – 6,0 км, высота залежи – 64 м. Площадь газоносности – 45,23 км².

Структурная карта по кровле II продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 2.

III продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Коллекторы III продуктивной пачки нижнемеловых отложений развиты в пределах площади не повсеместно, на восточном крыле выделяется участок отсутствия коллекторов (скважина № 3), количество проницаемых пластов изменяется от восьми (скважина № 51) до одного (скважины №№ 28, 46, 22 и 6).

Для газоконденсатной залежи III продуктивной пачки нижнемеловых отложений ГВК принят на абсолютной отметке минус 3325 м.

Газоконденсатная залежь III продуктивной пачки нижнемеловых отложений характеризуется как пластовая, сводовая, с частичным литологическим ограничением на северо-востоке. Размеры залежи: длина – 5,75 км, ширина – 2,63 км, высота залежи – 25 м. Площадь газоносности – 15,42 км².

Структурная карта по кровле III продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 3.

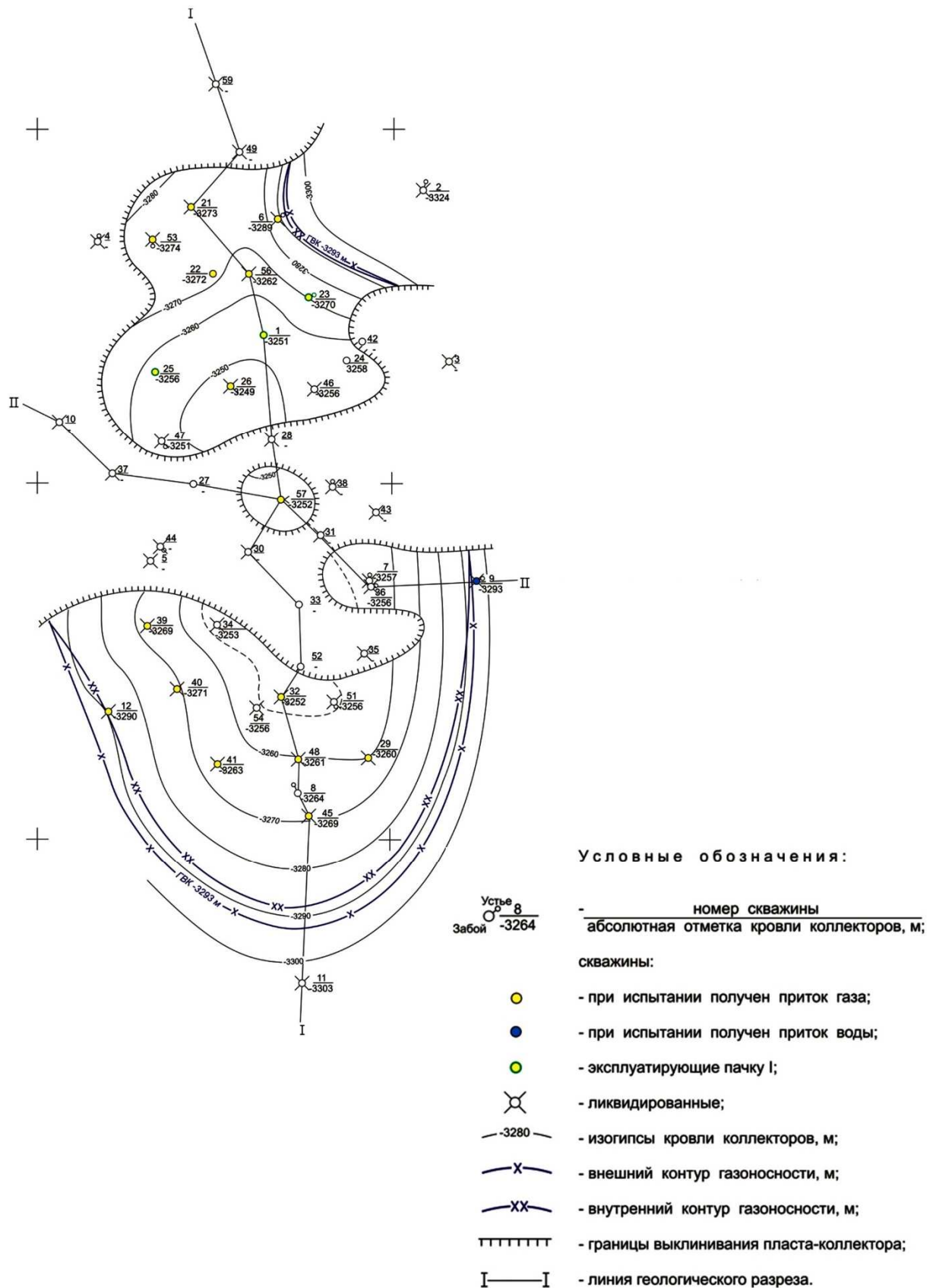


Рисунок 1 – Структурная карта по кровле коллекторов I пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

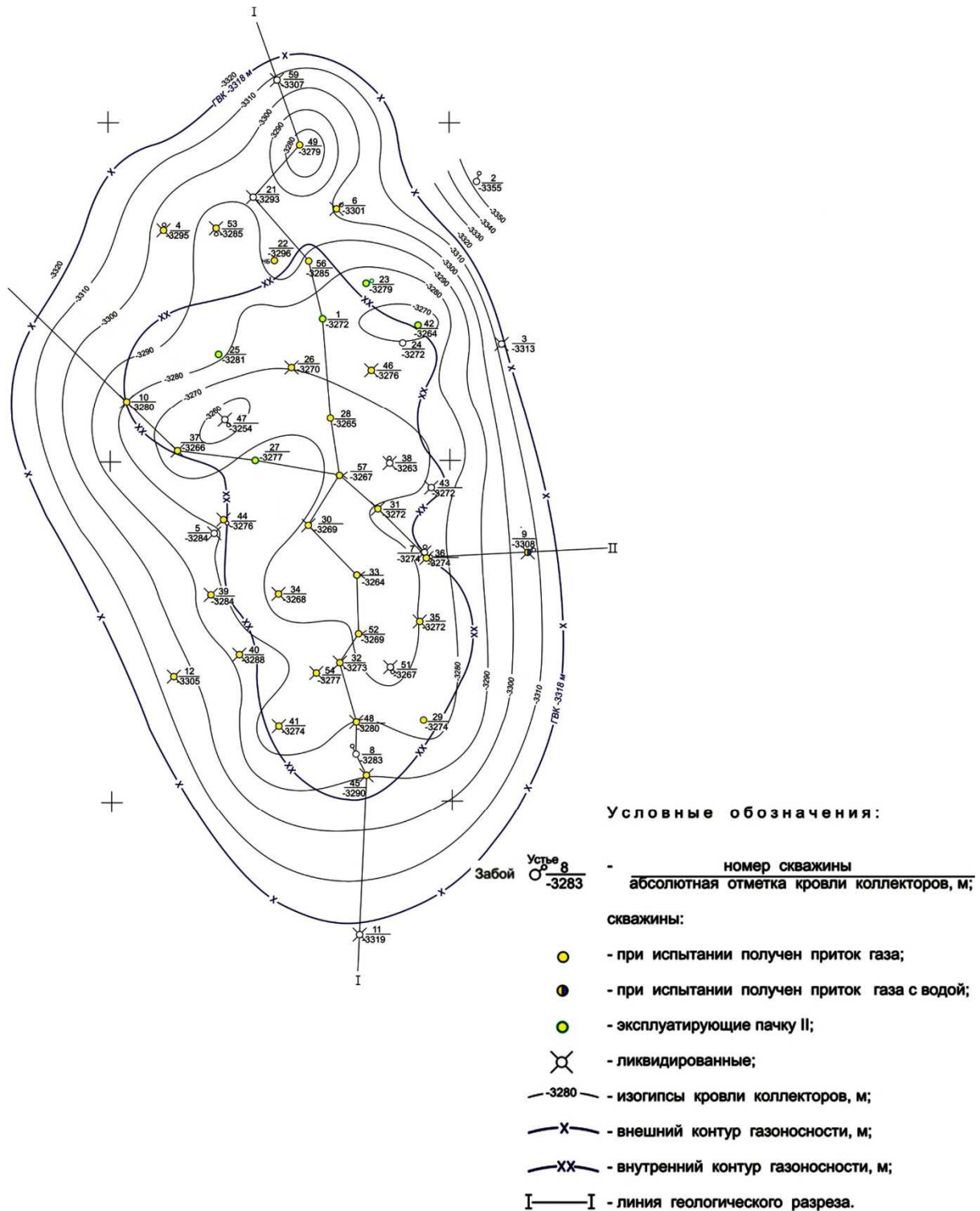


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле коллекторов II пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

IV продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Залежь IV продуктивной пачки вскрыта в скважинах №№ 1, 24, 25, 26, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 38, 42, 43, 46, 47, 52 и 57.

ГВК принят на абсолютной отметке минус 3340 м (по данным ГИС).

Залежь IV продуктивной пачки характеризуется как пластовая, сводовая, подстилаемая по всей площади водой. Размеры залежи: длина – 5,25 км, ширина – 3,0 км. Площадь газоносности – 11,57 км², высота залежи – 21,6 м.

Структурная карта по кровле IV продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 4.

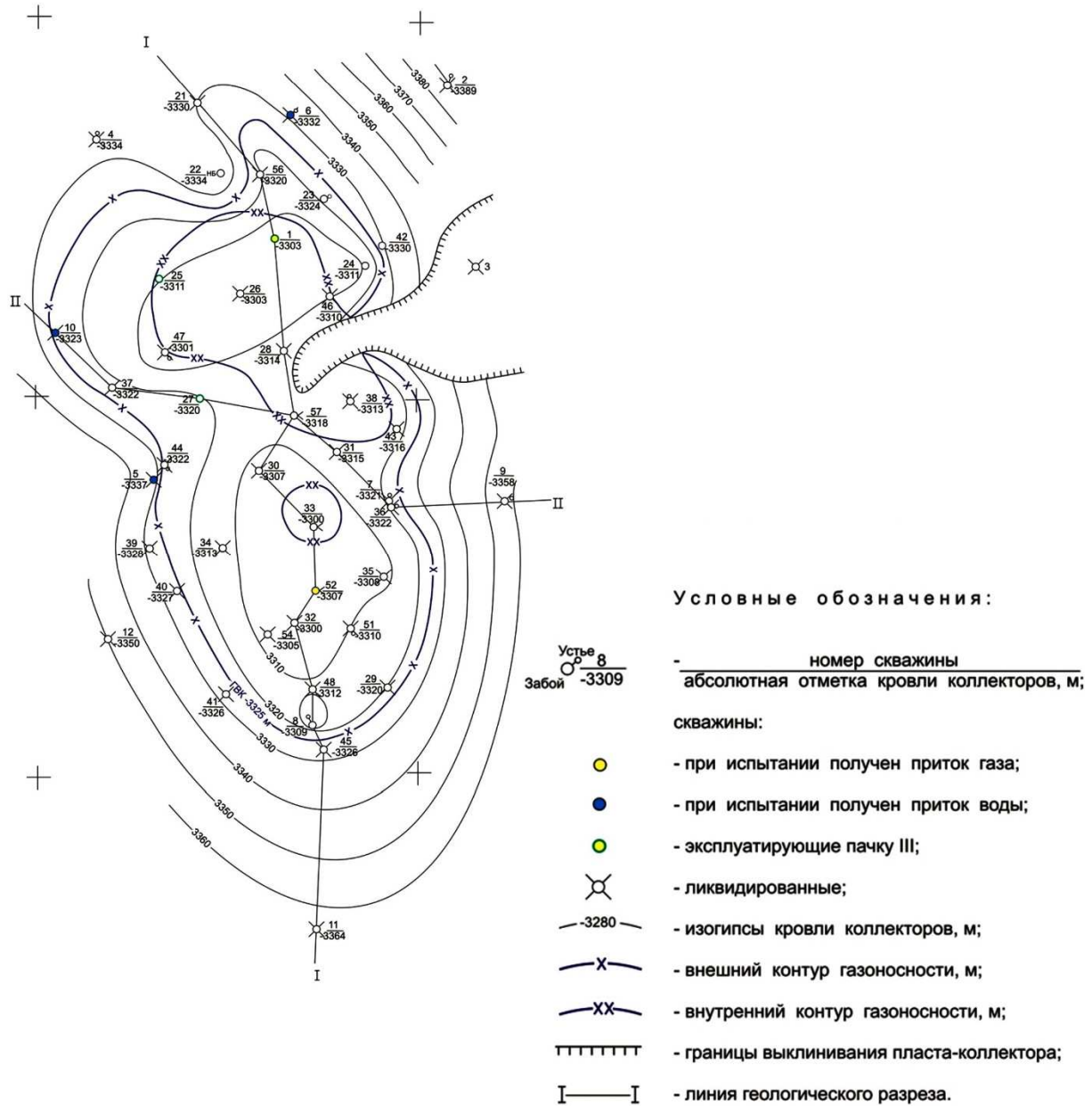


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле коллекторов III пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

Данные для обоснования ГVK по скважинам (сведения об абсолютных отметках ГVK по пластам) и принятые абсолютные отметки приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Абсолютные отметки ГVK по скважинам Некрасовского газоконденсатного месторождения

Пачка	Абсолютная отметка ГVK, (-) м		
	по геофизическим данным	по опробованию скважин	принятая для построения
I	3292,7 (скважина № 12)	3293,4 (скважина № 6)	3293
II	3318,0 (скважины №№ 3, 12, 22, 23, 42, 49 и 53)	3315,8 (скважина № 3 середина интервала перфорации, получение газа с водой)	3318
III	3325,0 (скважины №№ 10, 35 и 36)	3324,9 (скважина № 10)	3325
IV	3340 (скважины №№ 1, 22, 24, 25, 26, 28, 31, 41, 42, 43, 46 и 47)	3339,6 (скважина № 52)	3340

Результаты испытаний скважин и особенности строения залежи Некрасовского газоконденсатного месторождения представлены на геологических разрезах (рис. 5 и 6).

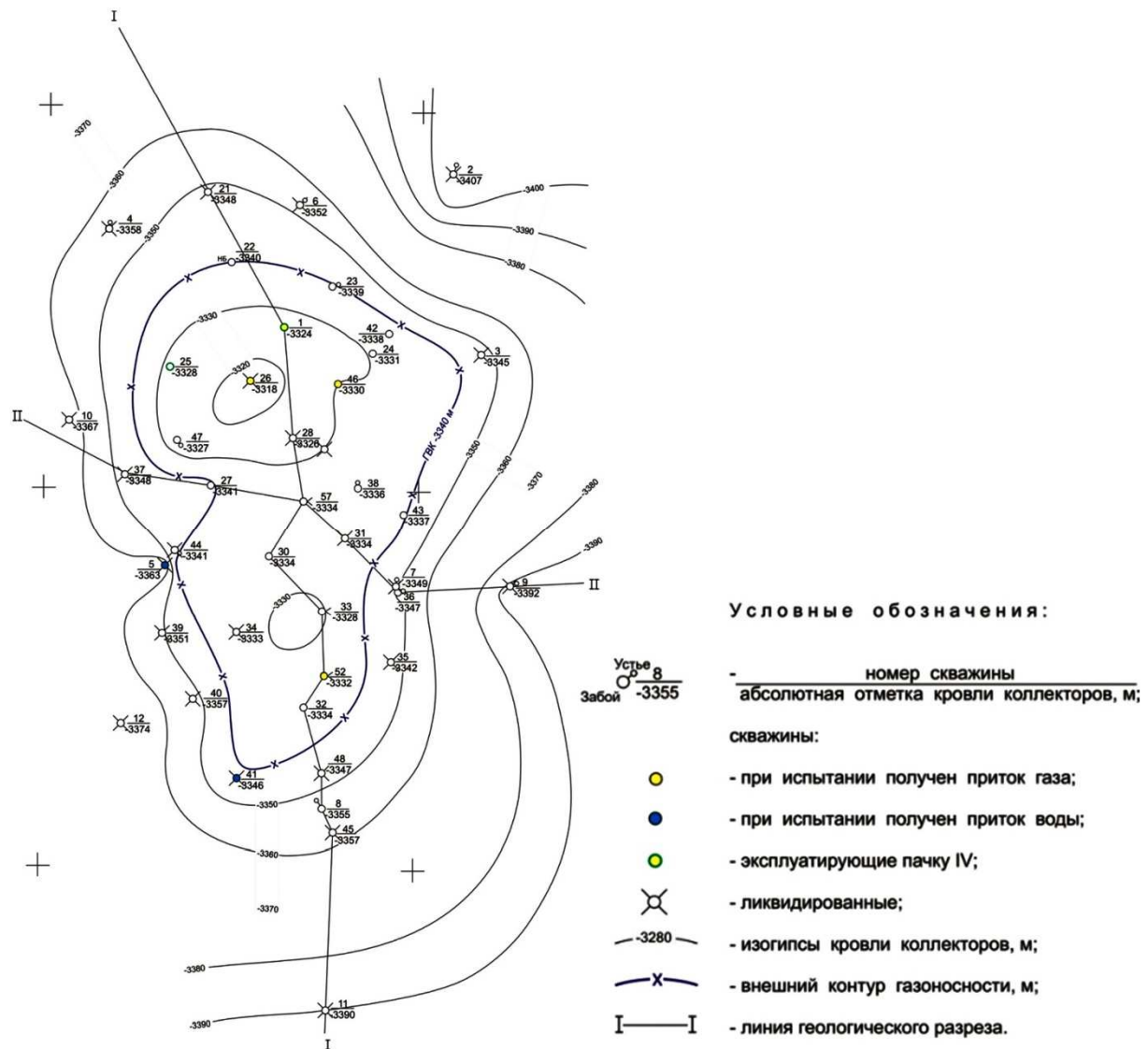


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле коллекторов IV пакки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

Размеры и параметры водонапорного бассейна

При опробовании проницаемых горизонтов Некрасовского месторождения, вскрытых глубокими разведочными скважинами, были получены притоки минерализованной воды из нижнемеловых и эоценовых отложений.

В результате региональных исследований выявлено, что водоносные горизонты нижнего отдела меловой системы (баррем-готеривский, аптский, альбский ярусы) гидродинамически связаны между собой и образуют единую гидродинамическую систему. По условиям залегания водоносных горизонтов – это типичный артезианский бассейн, представляющий собой обширную асимметричную синклинали, у которой южный борт значительно круче северного и поднят более чем на 1000 м, что создает условия высокого гидростатического напора.

Бассейн простирается от предгорий Кавказа до Таганрогского залива, площадь его составляет 60000 км². Основная область питания располагается на северных склонах Кавказа, в полосе выходов нижнемеловых отложений в междуречье рек Лабы и Белой. Основная область разгрузки нижнемелового водоносного комплекса приурочена к району Азовского моря. Общее направление движения вод – северное и северо-западное.

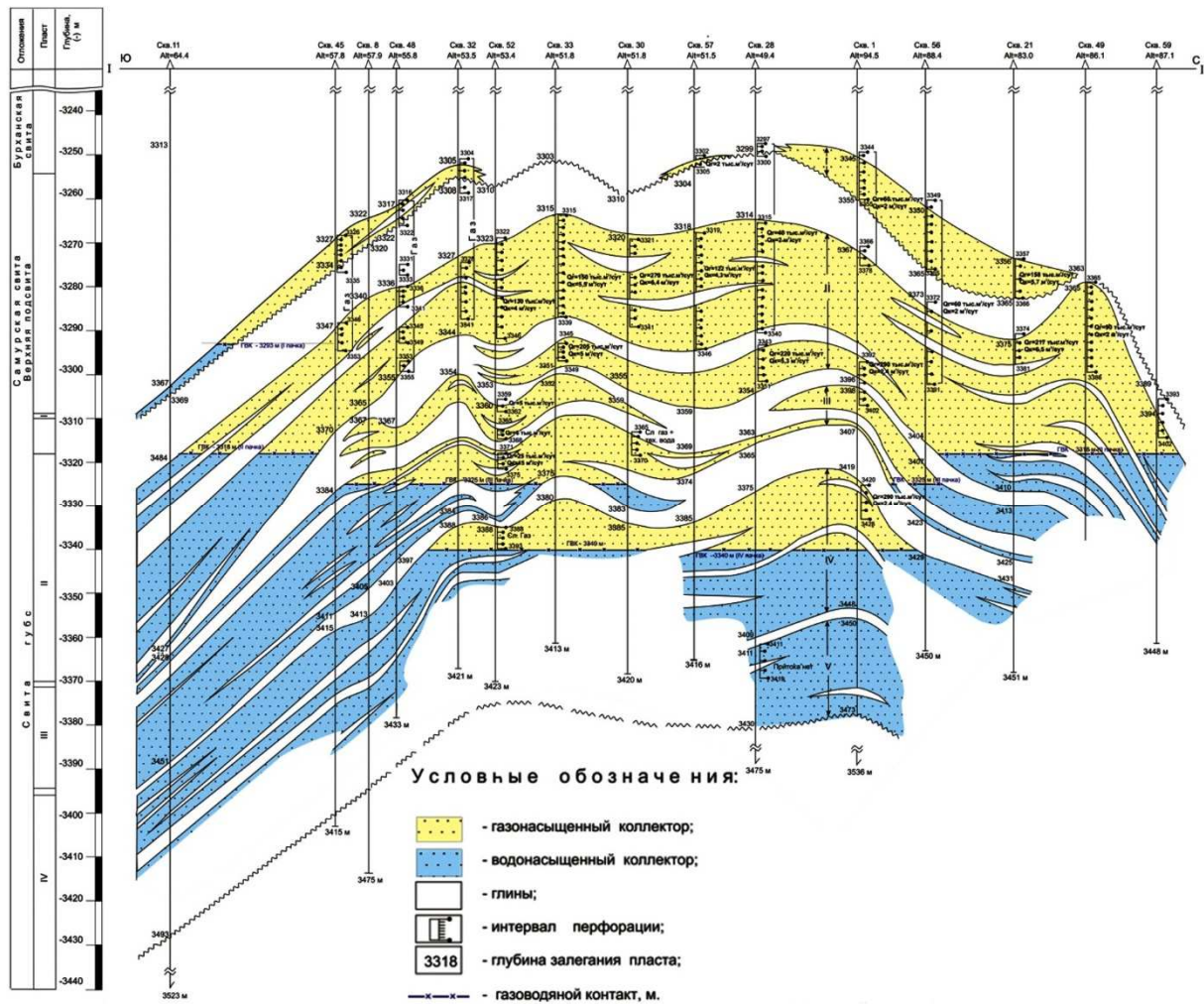


Рисунок 5 – Геологический разрез продуктивных пластов нижнемеловых отложений по линии I-I Некрасовского газоконденсатного месторождения

Сведения о водонапорном бассейне, приуроченном к вышеуказанным пластам, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сведения о водонапорном бассейне

Параметр		Среднее значение	Диапазон изменения параметра	
			минимальное значение	максимальное значение
1	Площадь, км	60000	–	–
2	Толщина, м	40	5	80
3	Открытая пористость, %	13,7	11,3	16,6
4	Проницаемость, 10–15 м ²	130	32	229
5	Начальное пластовое давление, МПа (кгс/см ²)	34,9 (356)	–	–
6	Температура, °С	144	–	–
7	Вязкость пластовых вод, мПа·с	0,942	0,847	1,048
8	Общая минерализация, мг-экв./л	1109	978	1240
9	Плотность пластовых вод, кгс/м ³	1016	1014	1026

Напор вод вдоль полосы выходов нижнемеловых отложений понижается в западном направлении от 712 до 320 м. Северный склон Адыгейского выступа и Восточно-Кубанская впадина являются областью высоких гидростатических напоров – 700-300 м. С выходом на Скифскую платформу гидростатический напор на Некрасовской площади понижается до 178 м.

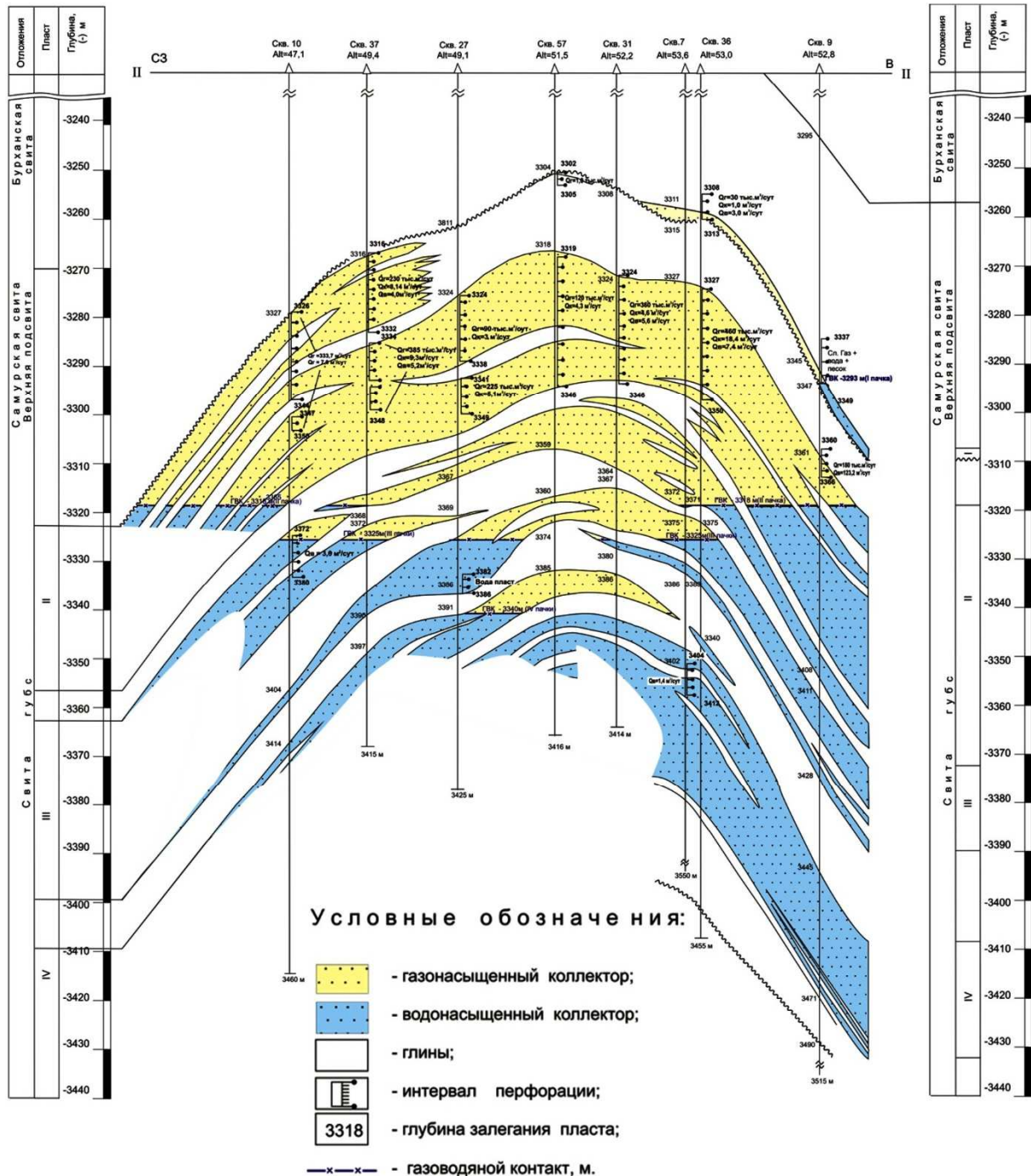


Рисунок 6 – Геологический разрез продуктивных пластов нижнемеловых отложений по линии II-II Некрасовского газоконденсатного месторождения

Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)

Проведённый на скважинах Некрасовского месторождения типовой комплекс ГИС включает: стандартный каротаж, БКЗ, МКЗ (кроме скважин №№ 2, 3, 9, 49, 51 и 56), ГК, НГК, двухзондовый НГК, кавернометрию, термометрию, инклинометрию, АКЦ, ГГК, в ряде скважин выполнена профилометрия.

Выполненный комплекс ГИС позволил провести корреляцию и литолого-стратиграфическое расчленение разреза, определить эффективные толщины, оценить ФЕС коллекторов.

Частое чередование тонких прослоев разного УЭС и ограниченность выполненного комплекса ГИС (отсутствие ИК, АК, ННК) вызывали определённые трудности при оценке подсчётных параметров.

Методика и результаты интерпретации данных ГИС, выделение коллекторов

Установленная модель коллекторов – песчаник порового типа с небольшим содержанием глинистого цемента.

Разрез характеризуется значительной литологической изменчивостью. Для выделения коллекторов использовались следующие качественные признаки: наличие отрицательной аномалии ПС, сужение фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным, положительные приращения на кривых МКЗ.

С целью повышения достоверности выделения коллекторов по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных установлены следующие количественные критерии коллекторов: коэффициент проницаемости $K_{пр} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; коэффициент пористости $K_p > 0,10$ доли ед.; относительная амплитуда аномалии ПС $\alpha_{ПС} > 0,48$; коэффициент объёмной глинистости $K_{эл} < 0,10$ доли ед.; коэффициент относительной глинистости $\eta < 0,5$ доли ед.; двойной разностный параметр ГК $\Delta I_\gamma < 0,32$.

Для выделенных на основании кондиционных значений пластов-коллекторов определены коэффициенты пористости и газонасыщенности.

Оценка коэффициентов пористости нижнемеловых отложений проводилась по корреляционной зависимости между относительной амплитудой аномалии ПС $\alpha_{ПС}$ и коэффициентом пористости K_p (коэффициент корреляции $R = 0,92$):

$$\alpha_{ПС} = 4,665 \cdot K_p - 0,0159. \quad (1)$$

Средневзвешенные значения K_p , определённого по ГИС, составили:

- $K_{p \text{ срв}} = 0,143$ доли ед. для пачки I;
- $K_{p \text{ срв}} = 0,159$ доли ед. для пачки II;
- $K_{p \text{ срв}} = 0,160$ доли ед. для пачки III;
- $K_{p \text{ срв}} = 0,159$ доли ед. для пачки IV.

Отмечается завышение пористости, определённой по данным ГИС, по сравнению с результатами анализов керна.

Разделение пластов по характеру насыщения выполнялось в соответствии с установленными граничными значениями УЭС и двойного разностного параметра ΔI_γ , соответственно равными 6,0 и 0,75 Ом·м.

Удельное электрическое сопротивление ρ_n определялось по данным БКЗ.

Определение коэффициента газонасыщенности K_g выполнялось по формуле:

$$K_g = 1 - K_e, \quad (2)$$

где K_e – коэффициент водонасыщенности, участвующий в модели удельного электрического сопротивления пород.

$$\frac{\rho_n}{\rho_g} = \frac{a_n \cdot a_m}{K_n^m \cdot K_g^n} \cdot \left[\frac{\rho_{сл}}{\rho_g} \right]^{\frac{K_{эл} \cdot K_{n2л}}{K_n \cdot K_e}}, \quad (3)$$

где ρ_n , ρ_g и $\rho_{сл}$ – УЭС породы, пластовой воды и двойного электрического слоя, Ом·м; a_n , a_m , m , n – константы, равные соответственно 1; 1,2; 1,7; 2; K_p , $K_{п \text{ эл}}$, K_e , $K_{эл}$ – коэффициенты пористости породы и глин, водонасыщенности и глинистости.

Данная модель характеризуется смешанным соединением проводников электричества – пластовой воды и двойного электрического слоя.

В соответствии с УЭС пластовой воды ρ_v при температуре пласта принят равным 0,045 Ом·м, двойного электрического слоя $\rho_{сл}$ – 0,22 Ом·м, коэффициент пористости нижнемеловых глин – 0,09 доли ед.

Коэффициент пористости определялся по уравнению (1), коэффициент объёмной глинистости $K_{эл}$ – исходя из установленной между $\alpha_{ПС}$ и $K_{гг}$ зависимости

$$\alpha_{ПС} = 0,0499 \cdot K_{эл}^{-0,8631}. \quad (4)$$

Для изучаемых отложений установлена следующая зависимость параметра пористости P_n от K_n , используемая при расчёте K_e :

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_e} = \frac{1,12}{K_n^2}, \quad (5)$$

где $\rho_{вп}$ – УЭС пласта, полностью насыщенного водой, Ом·м.

В соответствии с интегральными кривыми распределения K_e в газо- и водонасыщенных коллекторах (по данным испытания) граничное значение K_e кр равно 0,51 доли ед. с зоной неоднозначности 0,5–0,6 доли ед.

Средневзвешенные значения коэффициента газонасыщенности, определённого по данным ГИС, составили:

- $K_{e\text{ срв}} = 0,686$ доли ед. для пачки I;
- $K_{e\text{ срв}} = 0,712$ доли ед. для пачки II;
- $K_{e\text{ срв}} = 0,593$ доли ед. для пачки III;
- $K_{e\text{ срв}} = 0,618$ доли ед. для пачки IV.

Параметры продуктивных пластов (пористость, газонасыщенность, проницаемость) по керну и ГИС

Отбор керна на Некрасовском месторождении производился в 13 скважинах (№№ 1–12 и 33). Наибольшей освещённостью отличается I продуктивная пачка – 77,5 %. По II продуктивной пачке суммарная проходка с отбором керна составила 319 м, суммарный вынос керна – 77,51 м. Освещённость – 59,3 %. По III + IV продуктивной пачке освещённость составила 19,2 %.

По результатам анализов керна, согласно петрофизическим и гранулометрическим определениям:

- продуктивная пачка I представлена песчаниками, алевролитами, гравелитами и аргиллитами;
- продуктивная пачка II представлена песчаниками, гравелитами с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов;
- продуктивные пачки III и IV представлены песчаниками с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.

Определение пористости

Коэффициент открытой пористости коллекторов нижнемеловых продуктивных отложений определялся на основе данных лабораторных исследований керна и по результатам интерпретации материалов ГИС.

Средние значения коэффициента открытой пористости, определённые по данным исследований керна, составляют:

- продуктивная пачка I – 0,113;
- продуктивные пачки II–IV – 0,130.

Значения коэффициента открытой пористости по данным интерпретации материалов ГИС составляют:

- продуктивная пачка I – 0,143;
- продуктивная пачка II – 0,159;
- продуктивная пачка III – 0,160;
- продуктивная пачка IV – 0,159.

Для проектирования принята величина коэффициента открытой пористости, определённая по керну:

- продуктивная пачка I – 0,113;
- продуктивные пачки II–IV – 0,130.

Определение газонасыщенности

Определение коэффициента газонасыщенности по керну проводилось только для коллекторов II пачки. Среднее значение коэффициента газонасыщенности составило 0,45.

Газонасыщенность коллекторов в скважинах Некрасовского месторождения определялась также по данным интерпретации промыслово-геофизических исследований. Средневзвешенные по толщине коэффициенты газонасыщенности составили:

- продуктивная пачка I – 0,686;
- продуктивная пачка II – 0,712;
- продуктивная пачка III – 0,593;
- продуктивная пачка IV – 0,618.

Для проектирования принята величина коэффициента газонасыщенности, определенная по ГИС:

- продуктивная пачка I – 0,69;
- продуктивная пачка II – 0,71;
- продуктивная пачка III – 0,59;
- продуктивная пачка IV – 0,62.

Определение проницаемости

Проницаемость продуктивных коллекторов нижнемеловых отложений, определенная на основе лабораторных исследований керна, колеблется в широких пределах: от $0,1 \cdot 10^{-15}$ до $1030,2 \cdot 10^{-15}$ м². Большинство исследованных образцов дали довольно высокое значение проницаемости, лишь 15 % от всех исследованных образцов имеют проницаемость ниже $1 \cdot 10^{-15}$ м².

Поскольку вынос кернового материала из коллекторской части пласта имеет очень низкий процент, для расчётов используются определения проницаемости по промысловым исследованиям скважин.

Значения проницаемости, определённой по промысловым исследованиям для I пачки, отсутствуют.

Среднее значение проницаемости составило:

- по продуктивной пачке I + II – $37,93 \cdot 10^{-15}$ м²;
- по продуктивной пачке II – $53,1 \cdot 10^{-15}$ м²;
- по продуктивной пачке III – $7,48 \cdot 10^{-15}$ м²;
- по продуктивной пачке IV – $18,2 \cdot 10^{-15}$ м².

При проектировании было принято значение проницаемости:

- по I и II продуктивным пачкам – $45,5 \cdot 10^{-15}$ м²;
- по III продуктивной пачке – $7,5 \cdot 10^{-15}$ м²;
- по IV продуктивной пачке – $18,0 \cdot 10^{-15}$ м².

Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов

Некрасовское газоконденсатное месторождение разрабатывается с 1965 года. К 1975 году произошло обводнение большей части эксплуатационного фонда скважин. С этого периода исследований скважин по методу стационарных режимов фильтрации не проводилось.

Все действующие скважины эксплуатируются без штуцеров по максимальному диаметру буферной головки фонтанной арматуры. Уменьшение диаметра с целью определения диапазона изменения дебита скважины невозможно, поскольку может привести к её остановке. Небольшая разница между устьевым давлением и давлением в газопроводе не позволяет обеспечить диапазон изменения устьевого давления.

В связи с вышеизложенным проведение газодинамических исследований методом установившихся отборов в условиях Некрасовского месторождения на текущей стадии разработки месторождения невозможно.

Свойства и состав и пластовых флюидов

Физико-химическая характеристика газа и конденсата

До ввода месторождения в разработку для получения данных о начальной газоконденсатной характеристике залежи было исследовано две скважины: № 4 в 1964 году и № 22 в 1967 году.

Исследования 1964 года проведены по скважине № 4 с помощью промышленного сепаратора на рабочее давление 6,3 МПа. Изотермы конденсации не снимались, при условиях максимальной конденсации были одновременно отобраны пробы сырого конденсата и газа сепарации. В лабораторных условиях проведены исследования рекомбинированных проб по методике ВНИИгаза и выполнены анализы по определению состава газа сепарации, газа дегазации и стабильного конденсата, что позволило рассчитать состав пластового газа.

В 1967 году проведены исследования с помощью малогабаритной установки конструкции КФ ВНИИнефть. В результате исследований по скважине № 22 были получены изотермы конденсации устьевого газа. Отобраны пробы газа сепарации и стабильного конденсата. Результаты исследований скважины № 22 подтвердили данные расчёта состава пластового газа по скважине № 4. Состав его оказался близким к результатам 1964 года: CH_4 – 85,77; C_2H_6 – 5,58; C_3H_8 – 1,27; C_4H_{10} – 0,39; $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$ – 0,88; CO_2 – 5,32; N_2 – 0,79 %/моль. При подсчёте запасов газа принят средний состав пластового газа по результатам замеров 1964 и 1967 годов.

Теплотворная способность газа колеблется в пределах 8570–9503 ккал/м³.

Конденсат Некрасовского месторождения представляет собой жидкость соломенного цвета удельного веса 0,770–0,828. По физико-химическим свойствам и составу анализы конденсата всех пачек близки между собой.

Кинематическая вязкость конденсата при 20 °С составляет 1,2666 сСт (скважина № 4) и 1,671 сСт (скважина № 1). Температура застывания конденсата – от минус 13 °С до минус 28 °С. Содержание парафина по весу – от 0,67 % до 0,93 %.

По данным группового химического состава конденсаты относятся к ароматическим (от 39 до 44 %). Содержание нафтеновых – от 15 до 20 %, метановых – от 31 до 37 %.

В результате исследований на газоконденсатность получены основные газоконденсатные характеристики: фазовое состояние пластового флюида при пластовых давлениях и температуре; суммарные потери стабильного конденсата за весь срок разработки месторождения на истощение, состав пластового газа, качественная характеристика газа и конденсата.

Результаты исследования показали, что максимальная величина стабильного конденсата, равная 36,4 см³/м³, соответствует давлению сепарации, равному 5,29 МПа (54 кгс/см²), и температуре сепарации плюс 17 °С.

При этих условиях были отобраны пробы газа и конденсата для их рекомбинации и изучения PVT-соотношений.

Как показали PVT-исследования, давление начала конденсации при пластовой температуре, равной плюс 137 °С, составляет 15,68 МПа, а суммарные потери стабильного конденсата – 10 % от начальных запасов.

При подсчёте запасов принято потенциальное содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ для всех пластов – 35,5 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи принят равным 0,72.

Физико-химическая характеристика пластовых вод

В процессе разведки месторождения по нижнемеловому комплексу было сделано 29 анализов пластовых вод по 10 скважинам.

Нижний отдел меловой системы (свита губс) опробован в условиях водонасыщения в двух скважинах №№ 5 и 7, притоки воды вместе с газом были получены в скважинах №№ 1, 3, 4, 6, 9, 10 и 12. Химические анализы вод по всем скважинам месторождения были проведены лабораторией гидрогеологии и геохимии КФ ВНИИнефть.

Величины минерализации вод резко изменялись. Для того чтобы дать характеристику пластовых вод, необходимо было разграничить чисто пластовые воды и воды, смешанные с технической водой. Из 29 анализов только шесть анализов с высокой минерализацией, указывающей на то, что данные воды относятся к пластовым (скважина № 3 – 1240 мг-экв./л, скважина № 7 – 1121,48 мг-экв./л, скважина № 9 – 1198,56–1184,8 мг-экв./л, скважина № 10 – 977,88 мг-экв./л, скважина № 12 – 1116,96 мг-экв./л). Остальные воды, имеющие минерализацию более низкую, можно считать смешанными с технической водой.

Химический состав пластовых вод продуктивного разреза показывает, что они относятся к хлоркальциевому типу хлоридной группы натриевой подгруппы. Минерализация воды изменяется в пределах от 977,88 до 1240 мг-экв./л.

Солевой состав вод формируется за счёт хлоридов щелочных металлов (от 92,9 до 94,04 %), хлоридов щелочных земель (от 4,56 до 5,36 %), гидрокарбонатов щелочных земель.

Микроэлементы в водах имеют следующие концентрации: J – 10,57–16,3 мг-экв./л, Br – 62,4–71,0 мг-экв./л, B – 4,3–21,6 мг-экв./л, NH₄ – 18–36 мг-экв./л, содержание радия – от $5,5 \cdot 10^{-12}$ до $5 \cdot 10^{-11}$ г/л и урана – $4 \cdot 10^{-8}$ г/л.

Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод

Согласно проекту разработки, эксплуатация пластов I–IV велась совместно-раздельной сеткой эксплуатационных скважин. В связи с этим судить о режиме работы залежей каждого из пластов не представляется возможным.

Общегеологические предпосылки – большая площадь «сухого» поля при незначительной площади водогазовой части пласта (исключая IV пласт), многочисленные прослои (литологическая неоднородность пласта), а также анализ результатов эксплуатации скважин предполагают работу залежи как близкую к газовому режиму.

Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки

Бурение дополнительных контрольных и пьезометрических скважин на месторождении не предусматривалось.

Контроль за режимом доразработки залежи рекомендуется осуществлять эксплуатационным фондом скважин (необходим контроль за составом и количеством воды в продукции скважины).

Толщины продуктивных горизонтов

Выделение эффективных и эффективных газонасыщенных толщин Некрасовского газоконденсатного месторождения до начала разработки проведено на основе качественных и количественных критериев по материалам ГИС с учётом анализов кернa и результатов опробования скважин.

I продуктивная пачка нижнемеловых отложений (Северная часть залежи)

Общая толщина в Северной части залежи I продуктивной пачки в целом изменяется от 0,8 м (скважина № 57) до 15 м (скважина № 57).

Эффективная и эффективная газонасыщенная толщины в Северной части залежи I продуктивной пачки изменяются в интервале от 1,8 м (скважина № 47) до 12,8 м (скважина № 56).

I продуктивная пачка нижнемеловых отложений (Центральная часть залежи)

Общая, эффективная и эффективная газонасыщенная толщины в Центральной части залежи I продуктивной пачки равны 0,8 м (скважина № 57).

I продуктивная пачка нижнемеловых отложений (Южная часть залежи)

Общая толщина в Южной части залежи I продуктивной пачки изменяется от 1,4 м (скважина № 39) до 7,2 м (скважина № 45).

Эффективная и эффективная газонасыщенная толщины в Южной части залежи I продуктивной пачки изменяются в интервале от 0,6 м (скважина № 34) до 7,2 м (скважина № 45).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин I продуктивной пачки (Северная, Центральная и Южная части) по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 7).

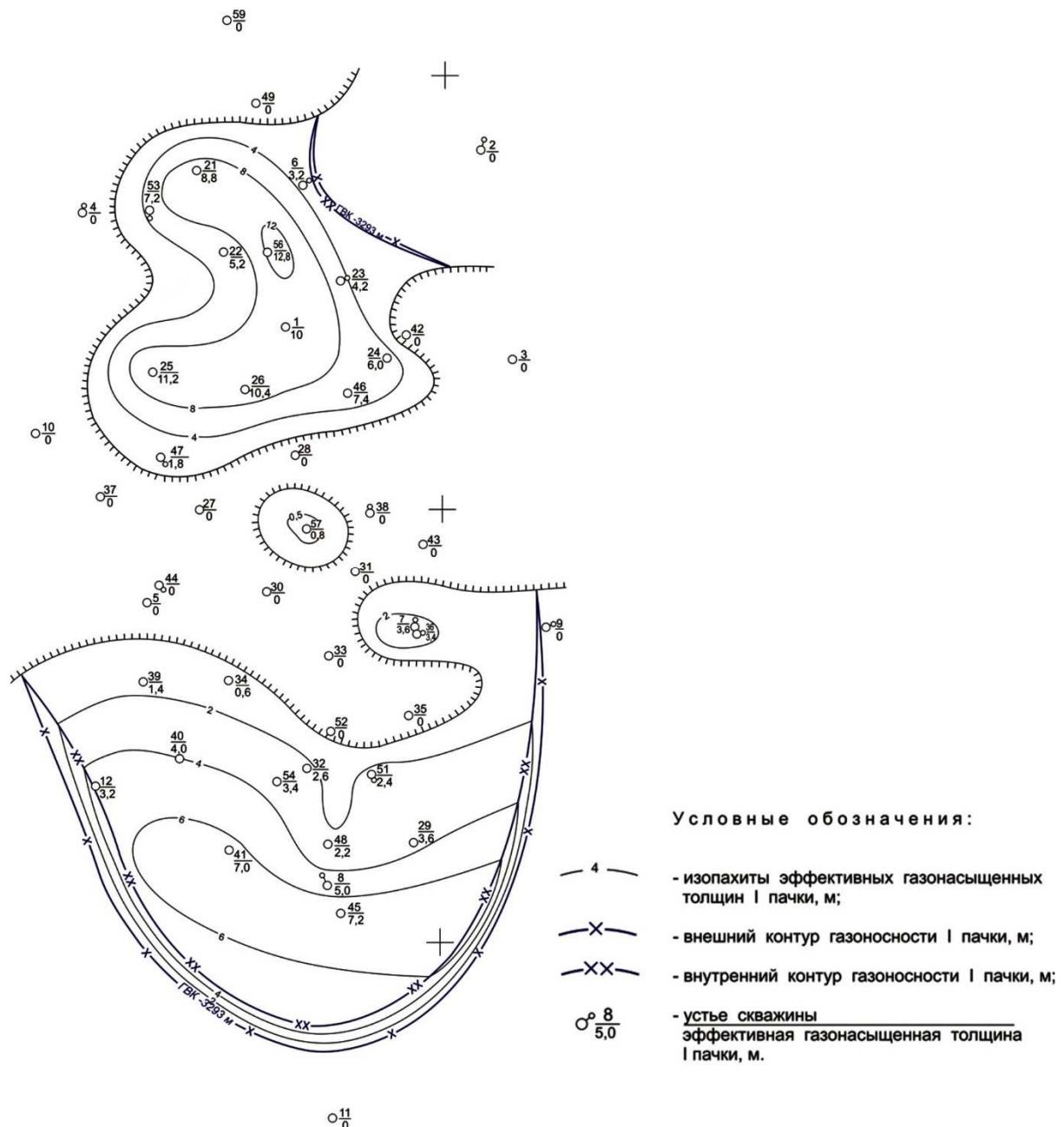


Рисунок 7 – Карта эффективных газонасыщенных толщин I пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

II продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Общая толщина II продуктивной пачки изменяется от 5,2 м (скважина № 54) до 58,8 м (скважина № 42).

Эффективная толщина II продуктивной пачки изменяется в интервале от 5,2 м (скважина № 54) до 50 м (скважина № 42).

Эффективная газонасыщенная толщина II продуктивной пачки изменяется в интервале от 4,1 м (скважина № 23) до 46 м (скважина № 42).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин II продуктивной пачки по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 8).

III продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Общая толщина III продуктивной пачки изменяется от 1,6 м (скважина № 28) до 38 м (скважина № 8).

Эффективная толщина III продуктивной пачки изменяется в интервале от 1,4 м (скважина № 57) до 27,1 м (скважина № 8).

Эффективная газонасыщенная толщина III продуктивной пачки изменяется в интервале от 0,8 м (скважина № 27) до 19,8 м (скважина № 33).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин III продуктивной пачки по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 9).

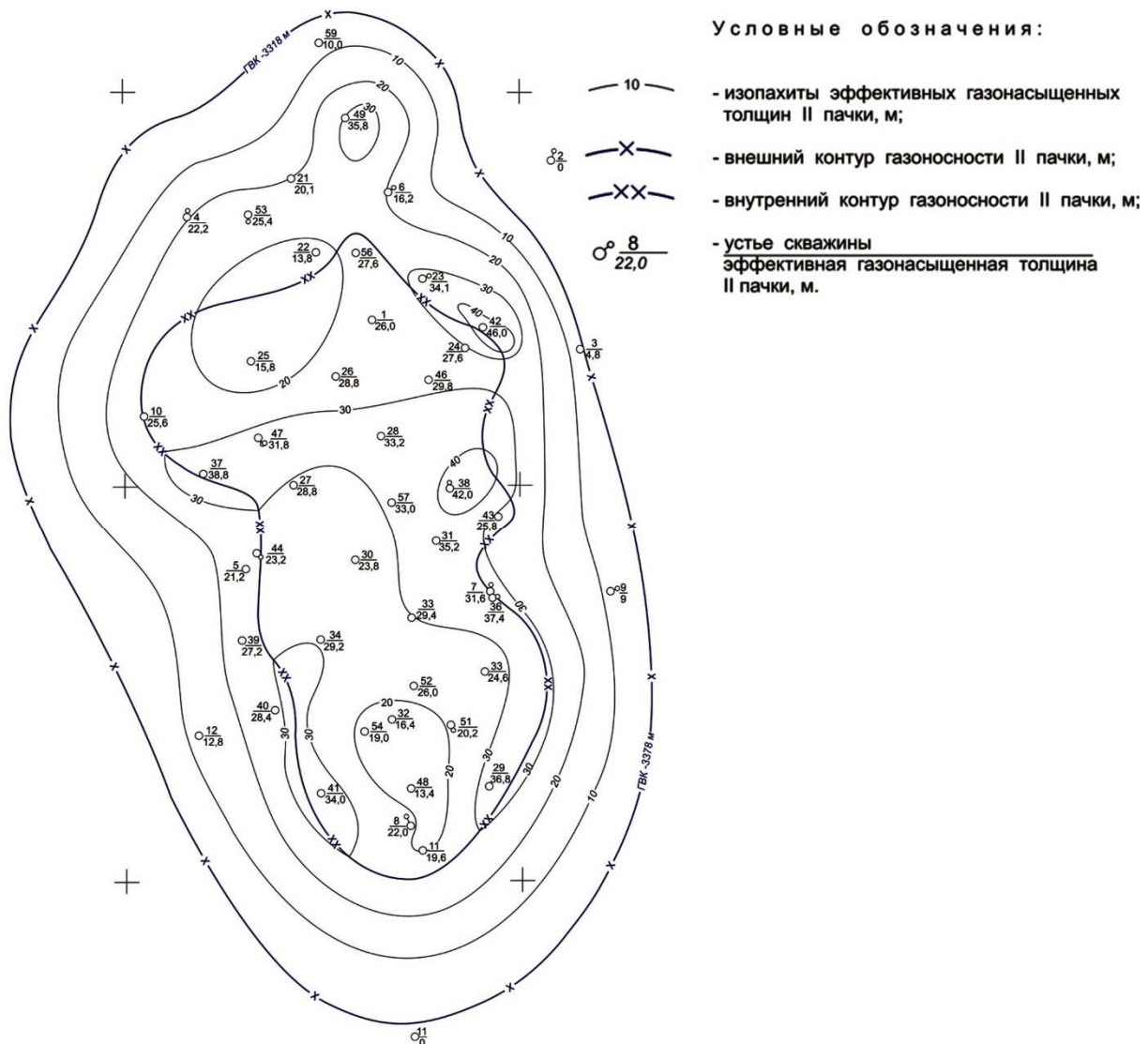


Рисунок 8 – Карта эффективных газонасыщенных толщин II пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

IV продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Общая толщина IV продуктивной пачки изменяется от 4,2 м (скважина № 42) до 47 м (скважина № 43).

Эффективная толщина IV продуктивной пачки изменяется в интервале от 4,2 м (скважина № 42) до 38 м (скважина № 34).

Эффективная газонасыщенная толщина IV продуктивной пачки изменяется в интервале от 2 м (скважинах № 42) до 20,4 м (скважина № 26).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин IV продуктивной пачки по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 10).

Для проектирования использовались величины средневзвешенных газонасыщенных толщин, рассчитанные по картам изопахит, их значения составили: для залежи

- I продуктивной пачки – 5,7 м (Северная часть);
- I продуктивной пачки – 3,6 м (Южная часть);
- II продуктивной пачки – 18,95 м;
- III продуктивной пачки – 6,2 м;
- IV продуктивной пачки – 6,29 м.

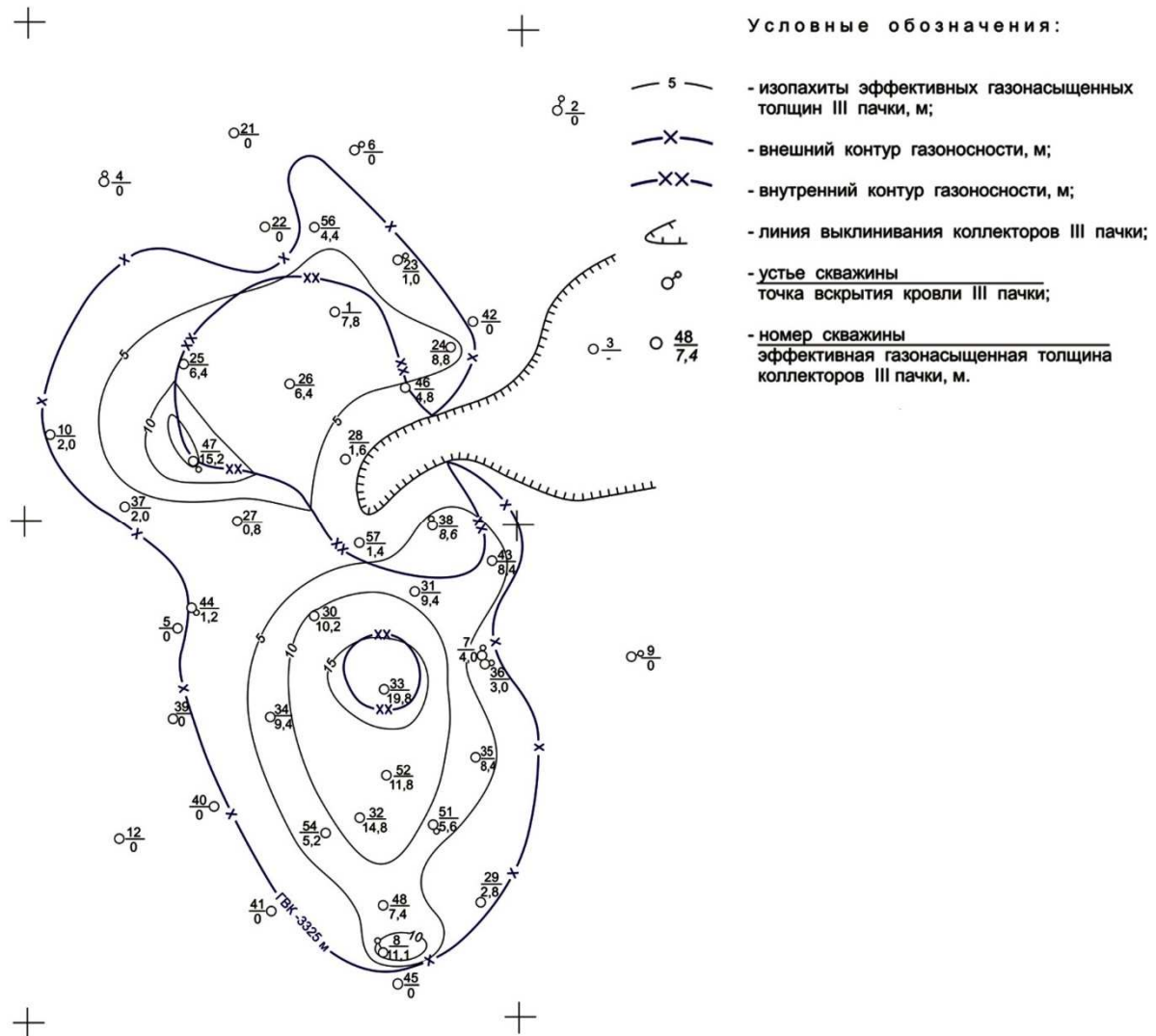


Рисунок 9 – Карта эффективных газонасыщенных толщин III пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов

Начальные запасы углеводородов Некрасовского газоконденсатного месторождения впервые были подсчитаны в 1969 году (СевКавНИИГаз) и утверждены ГКЗ СССР (протокол № 5792 от 17.10.1969 г.) в количестве:

- газ: категории В + С₁ – 17 835 млн м³;
категории С₂ – 1 425 млн м³;
- конденсат: категории В + С₁ – 676/487 тыс. тонн;
категории С₂ – 54/39 тыс. тонн.

В 2000 году в связи с несоответствием отборов газа и конденсата запасам, числящимся на 01.01.2000 г. на балансе ООО «Кубаньгазпром», и необходимостью проекта доразработки месторождения запасы углеводородов были пересчитаны ОАО «СевКавНИПИгаз» совместно с НТЦ ООО «Кубаньгазпром».

В настоящее время на Государственном балансе ООО «Газпром добыча Краснодар» числятся запасы, утверждённые ЦКЗ Министерства природных ресурсов РФ (протокол № 111 от 27.01.2000), категории «В» в количестве:

- газа – 21592 млн м³;
- конденсата (балансовые/извлекаемые) – 818/589 тыс. тонн.

Запасы углеводородов Некрасовского газоконденсатного месторождения, принятые для проектирования, приведены в таблице 14.

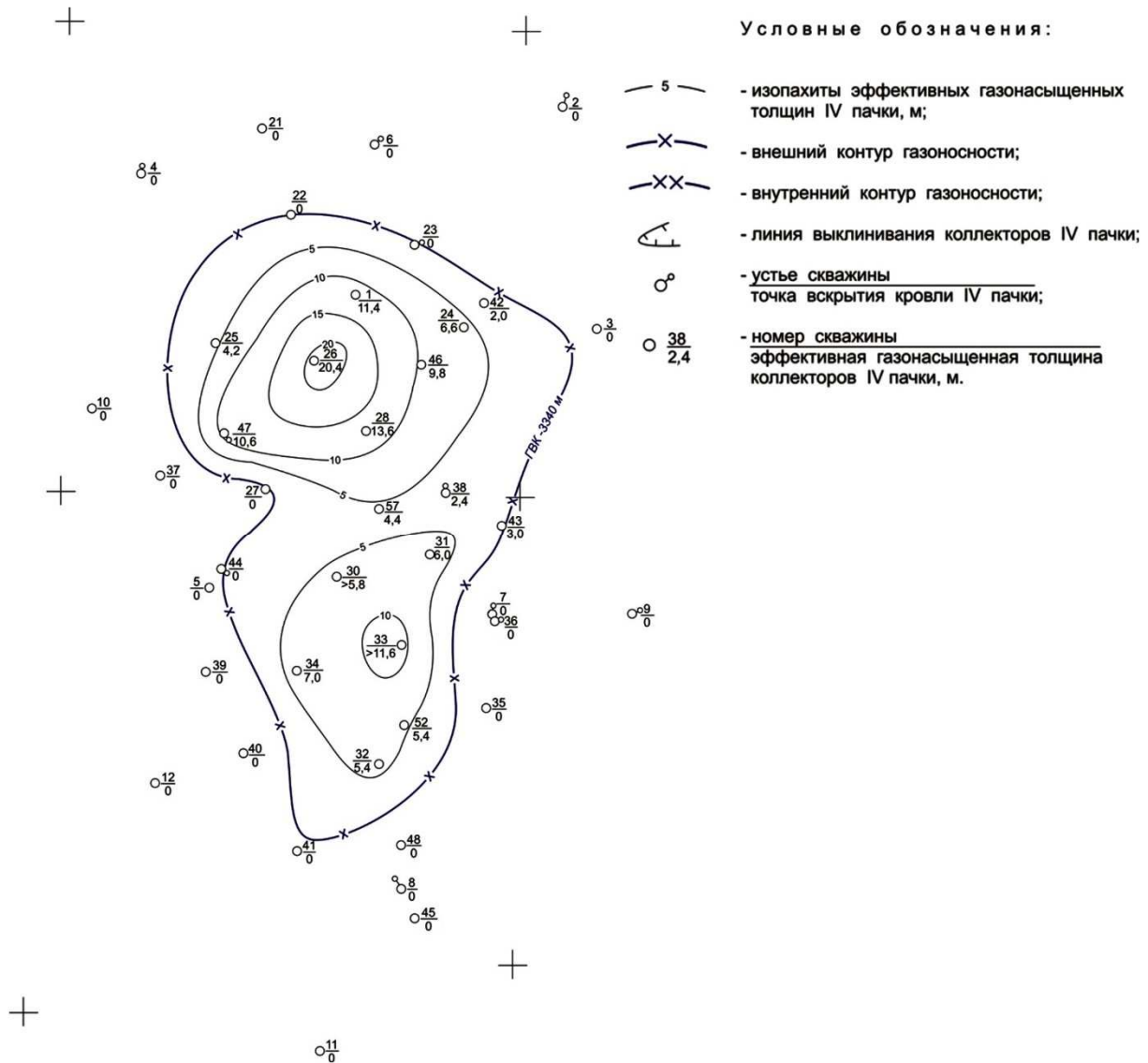


Рисунок 10 – Карта эффективных газонасыщенных толщин IV пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

Таблица 14 – Запасы газа и стабильного конденсата Некрасовского газоконденсатного месторождения

Наименование	Величина
Начальные балансовые запасы «сухого» газа, млн м ³	21592
Накопленная добыча газа на дату проектирования 01.01.2019 г., млн м ³	18127
Остаточные балансовые запасы газа на дату проектирования 01.01.2019 г., млн м ³	3465
Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	818
Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	589
Накопленное извлечение конденсата, тыс. тонн	589
Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	131
Организация, утвердившая запасы (дата утверждения, № протокола)	ЦКЗ Министерства природных ресурсов РФ, протокол № 111 от 27.01.2000 г.

Подсчётные параметры начальных, балансовых и извлекаемых запасов конденсата Некрасовского газоконденсатного месторождения, утверждённые и принятые для проектирования, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Подсчёт начальных балансовых и извлекаемых запасов конденсата

Пачка	Залежь	Категория запасов	Начальные балансовые запасы газа, млн м ³	Конденсатосодержание, г/м ³	Балансовые запасы конденсата, тыс. тонн	Коэффициент извлечения, доли ед.	Балансовые запасы «сухого» газа, млн м ³
I	Северная	В	754	35,5	27	0,72	19
	Южная	В	838	35,5	30	0,72	22
	Итого	В					41
II		В	18397	35,5	653	0,72	470
III		В	1702	35,5	60	0,72	43
IV		В	1361	35,5	48	0,72	35
Всего		В			818		589

Литература

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
2. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
3. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва); Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
4. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодёжной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть»; Секция: «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
6. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
7. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.
8. 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.
9. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
10. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.

11. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // *Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых»* (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» : Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев) // *Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус»*. – Киев, 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
13. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
14. 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.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // *Наука. Техника. Технологии* (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент); Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
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. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эзузебиу. Перспективы доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // *Булатовские чтения*. – 2020. – Т. 2.
19. 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. – № 09. – 28 с.
20. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтровом пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 27–29.
21. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края : Новые технологии – нефтегазовому региону / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.
22. 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.

References

1. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas birth places. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
2. Savenok O.V., Ladenko, A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
3. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of development of gas fields in Krasnodar region // *Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014»*. (14–16 April 2014, Moscow); Section 2: Development of oil and gas fields. Well Drilling. – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
4. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of methods for predicting the composition of rocks-collectors of gas fields at the final stage based on the methods of interdisciplinary modeling // *Collection of scientific papers of the I All-Russia Mo-Soil and Research Conference of Oil and Gas Industry «Young Oil»*; Section: «Geology, Geophysics and Development of Oil and

- Gas Deposits» (May 17–19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
5. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Complications analysis at the gas fields exploitation at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.
 6. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of an effective technology for the exploitation of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
 7. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies accepted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
 8. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
 9. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction (in Russian) // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
 10. Berezovsky D.A., Pantsarov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields of Krasnodar region // Collection of documentations of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for youth «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
 11. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
 12. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobytcha Krasnodar : Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev) // Multidisciplinary scientific journal «Archivarius». – Kiev, 2016. – Part 1. – P. 5–10.
 13. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning the cased wellbore from sand plugs with the help of casingless hydraulic drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International Scientific Conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
 14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand of the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
 15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-copies of the multiplate fields development // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
 16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent); Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
 17. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
 18. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Prospects of additional working of Nekrasovskiy gas-condensate field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
 19. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental research of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Mountain information-analytical bulletin; separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
 20. Mekhdiiev K.K. oglu. Methods of calculation of cavity parameters in filter space of fountain and compressor sand-producing wells // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 p. – Part 2. – P. 27–29.
 21. Panzarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of prevention of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region: New technologies – oil and gas region / Proceedings of the All-Russian Conference of students, postgraduates and young scientists with international participation (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.
 22. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 622.831.312

ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕКРАСОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



CONSTRUCTION OF DIGITAL GEOLOGICAL MODELS OF THE NEKRASOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
ocheredko_2020@mail.ru

Липулени Орланда Дина Эузебиу
студентка кафедры Нефтегазового дела,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
orlandalene28@gmail.com

Аннотация. В целях решения практических задач по оптимизации разработки газоконденсатных залежей нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения выполнено построение трёхмерной цифровой постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Ключевые слова: цифровые модели месторождения; цифровая геологическая модель месторождения; построение структурно-тектонического каркаса; создание фациальной модели; фильтрационно-емкостное моделирование; построение модели насыщения пластов флюидами; цифровая фильтрационная модель месторождения.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy Chief,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Student
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Annotation. In order to solve practical problems of optimizing the development of gas condensate deposits of the Lower Cretaceous deposits of the Nekrasovskoye gas and condensate field, a three-dimensional digital permanent geological and technological model of the field was constructed.

Keywords: digital field models; digital geological model of the field; building a structural-tectonic framework; creation of a facies model; filtration-capacitive modeling; building a fluid saturation model; digital field filtration model.

Ц ифровая геологическая модель месторождения

Цифровая геологическая модель месторождения представляет собой объёмное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств пород.

В терригенных отложениях нижнего мела на Некрасовской площади по стратиграфической схеме Западного Предкавказья выделяются (снизу вверх): свита губс, самурская свита и бурханская свита.

В результате интерпретации материалов ГИС и корреляции скважинных разрезов в стратиграфическом интервале свиты губс выделены IV, III и II, а в интервале самурской свиты I песчано-алевролитовые пачки с подчинёнными глинистыми прослоями. Самурская свита несогласно ложится на отложения свиты губс. В центральной части структуры I пачка замещается глинистыми разностями. Залегание кровли пластов относительно подошвы конформное.

Для построения геологической модели Некрасовского газоконденсатного месторождения использованы результаты научных, геолого-геофизических, промысловых и газодинамических исследований.

Исходной информацией для построения геологической модели газоконденсатных залежей нижнемеловых отложений стали:

- сведения об альтитудах, координатах устьев скважин, положении геологических и геофизических профилей в системе координат;
- исходные кривые ГИС, результаты их обработки и интерпретации, графические данные (изогипсы кровли и подошвы коллекторов продуктивных пластов), обоснованные контакты ГВК;
- данные о состоянии фонда скважин, результаты замеров по скважинам состава, объёма и процентного соотношения добываемой продукции, пластовых и забойных давлений, времени работы скважин.

Моделирование продуктивного резервуара происходило поэтапно и заключалось в выполнении следующих видов работ:

- построение структурно-тектонического каркаса;
- создание фациальной модели;
- фильтрационно-емкостное моделирование.

Построение структурно-тектонического каркаса состояло из трёх этапов.

Первый этап – загрузка в проект RMS (геологическая модель) скважинных данных, результатов оцифровки графических данных (структурные карты балансовой геологической модели).

Второй этап – корреляция скважинных разрезов, построение структурных стратиграфических поверхностей продуктивных горизонтов, построение изохор и свойств продуктивных горизонтов (эффективных газонасыщенных толщин, песчаности, газонасыщенности). Построение структурного каркаса выполнено по кровле коллекторов II пласта с последующим стратиграфическим моделированием кровли и подошвы выше (пласт I) и ниже (пласты III и IV) залегающих пластов на основе вертикальных толщин в скважинах.

При построении структурных стратиграфических поверхностей выбирался стандартный шаг сетки моделирования 50x50 м, при котором согласно регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00) между забоями скважин получается не менее 10 ячеек. Результат моделирования стратиграфических поверхностей представлен на рисунках 1 и 2.

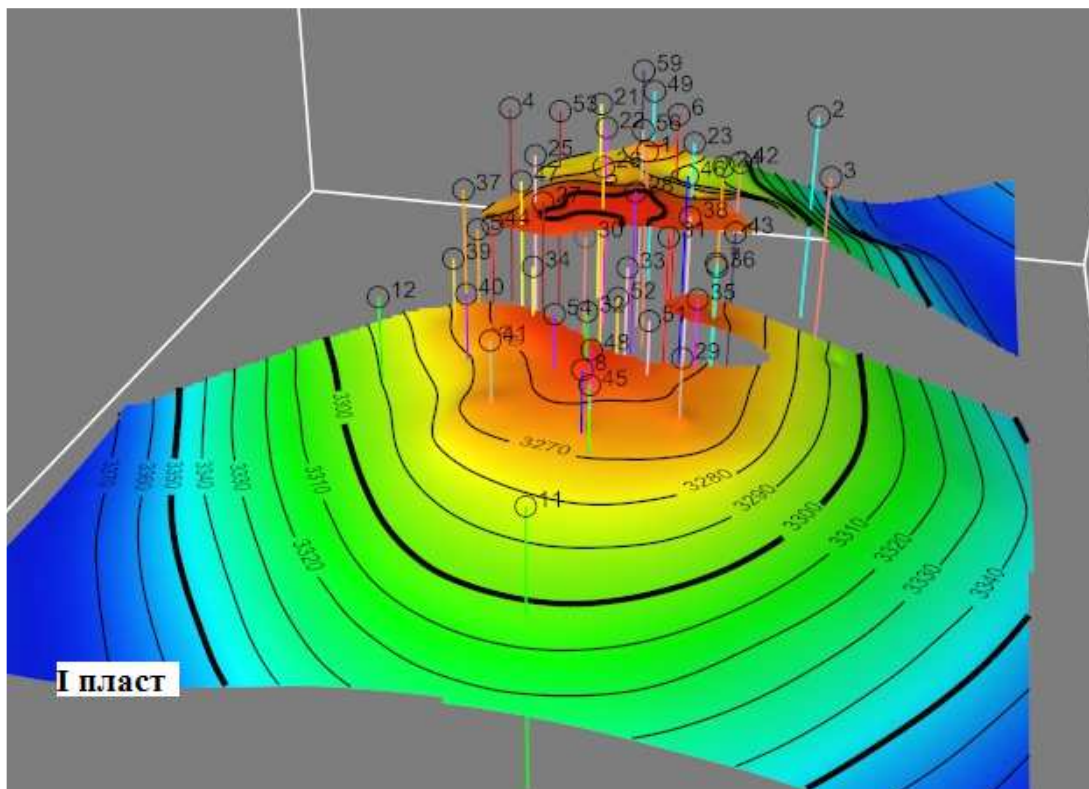
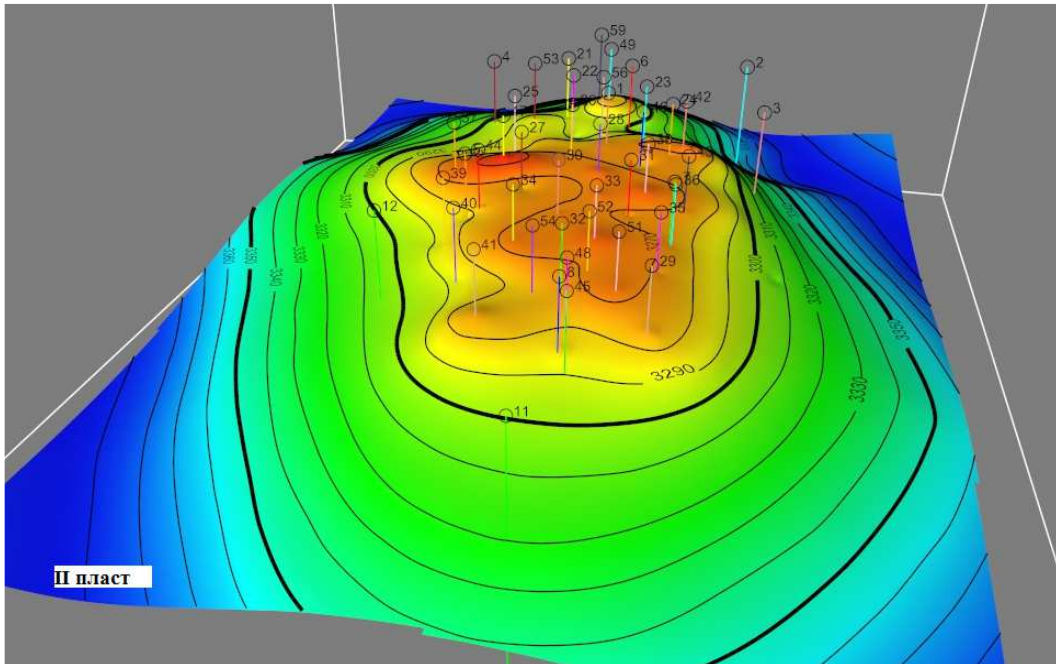


Рисунок 1 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов I и II пластов нижнего мела



Окончание рисунка 1 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов I и II пластов нижнего мела

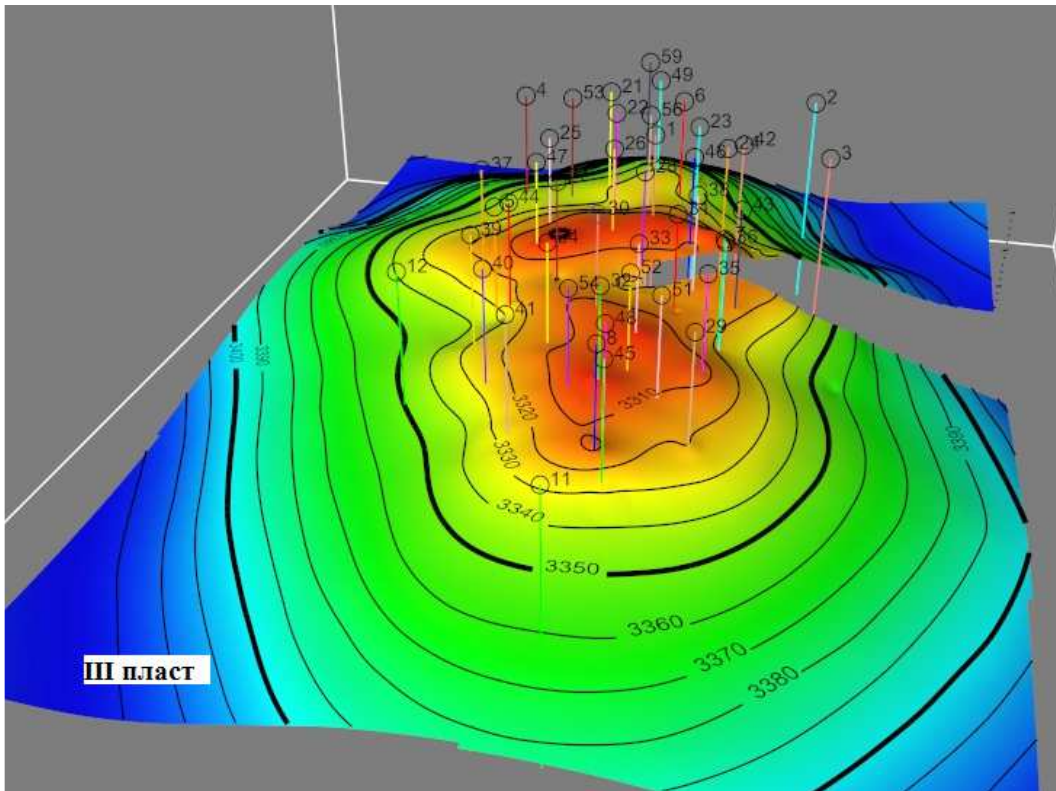
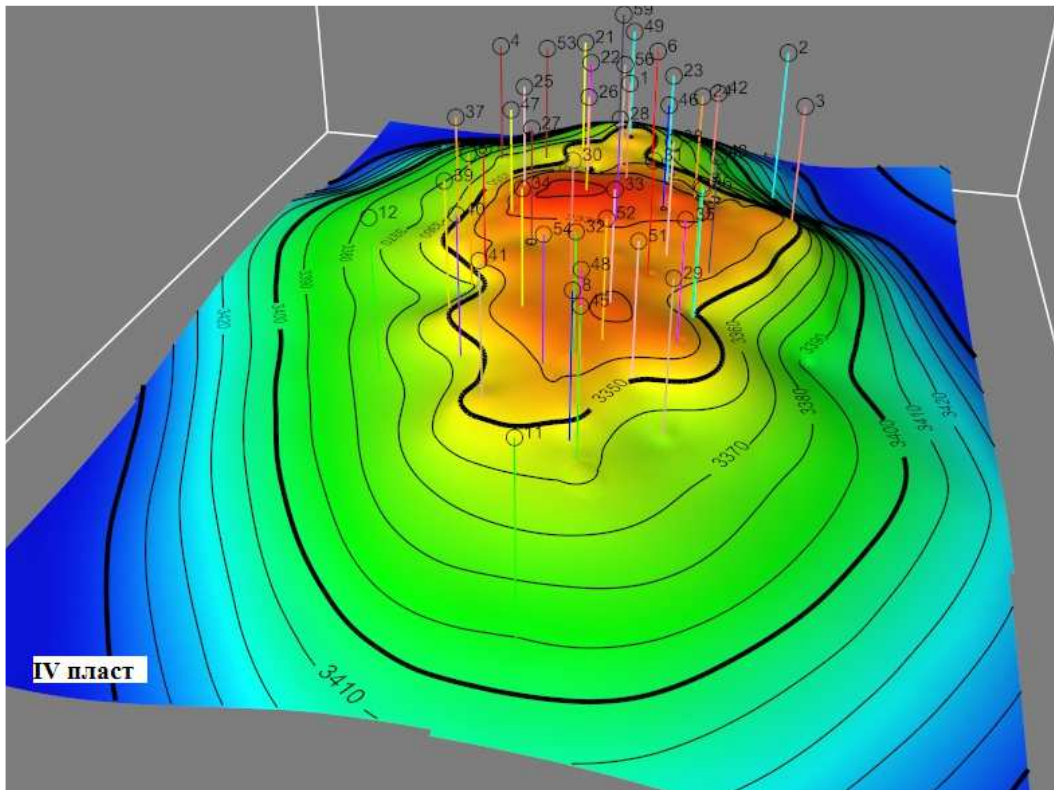


Рисунок 2 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов III и IV пластов нижнего мела



Окончание рисунка 2 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов III и IV пластов нижнего мела

Схематический геологический разрез, характеризующий построенные структурно-тектонические каркасы, представлен на рисунке 3.

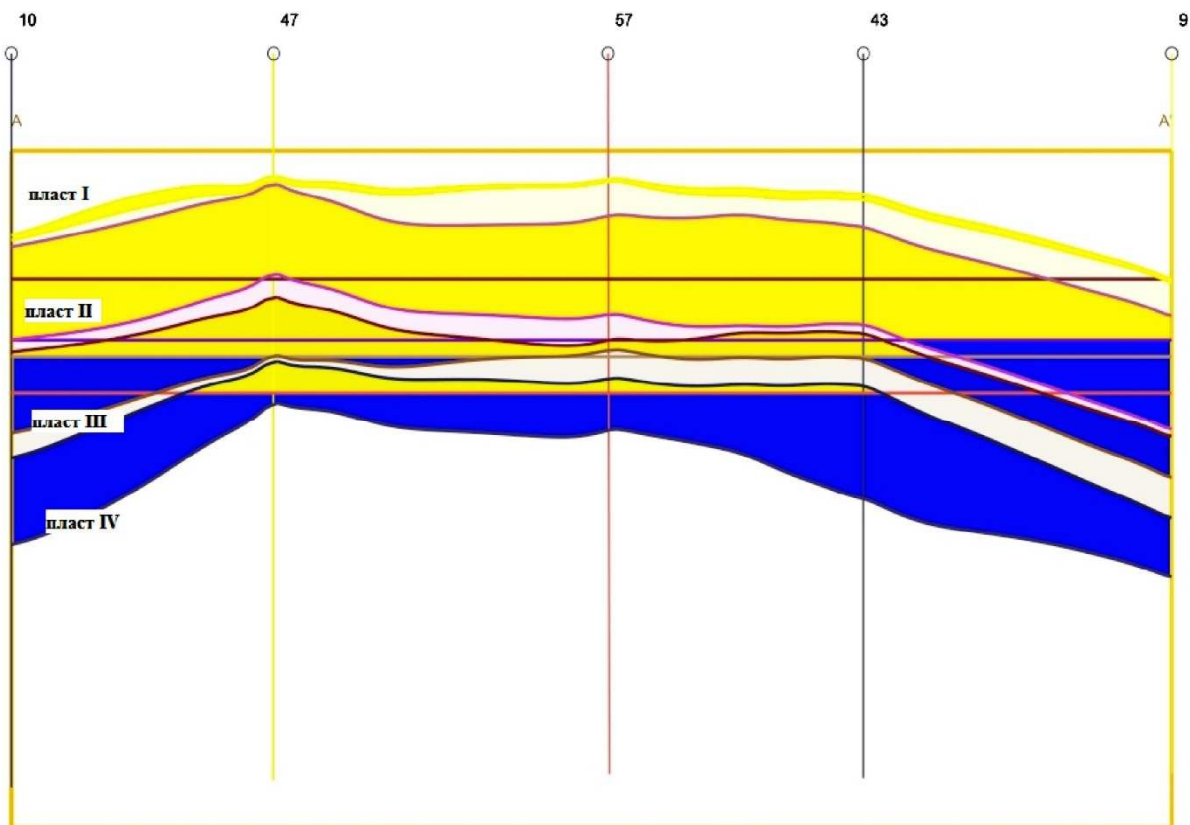


Рисунок 3 – Схематический геологический разрез моделируемых стратиграфических поверхностей пластов I, II, III и IV по линии скважин №№ 10, 47, 57, 43 и 9

Третий этап – построение 3D сетки, являющейся основой трёхмерного моделирования, и осреднение на ячейки трёхмерной сетки скважинных данных.

Создание *фациальной модели* заключалось в стохастическом моделировании распределения фаций на основе осреднённых на ячейки трёхмерной сетки скважинных данных (рис. 4). Стохастическое моделирование распределения фаций основано на статистических алгоритмах, позволяющих изучить неопределённость строения залежей.

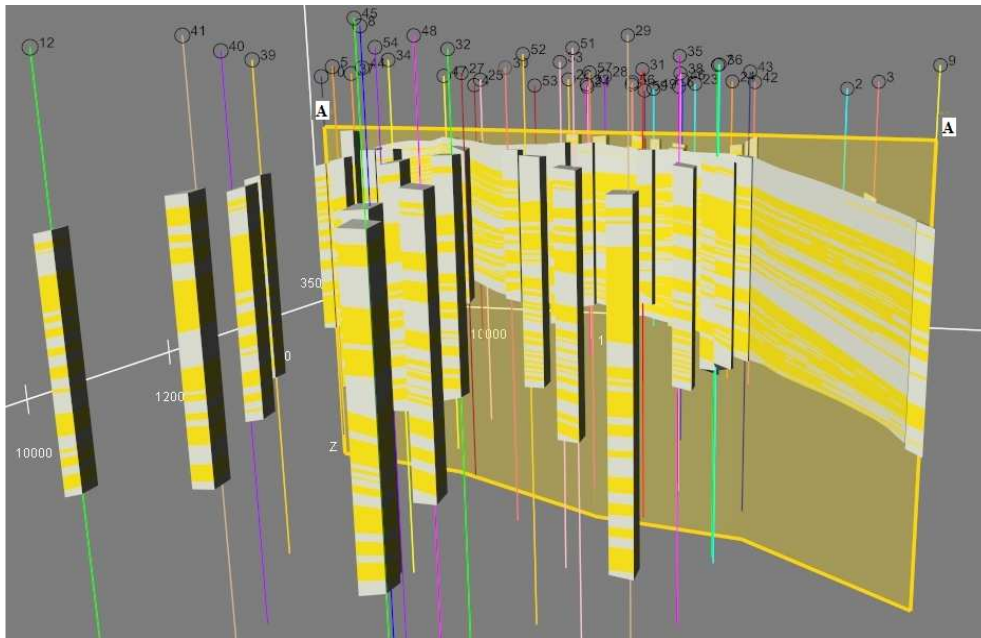


Рисунок 4 – Моделирование распределения фаций на основе осреднённых на ячейки трёхмерной сетки скважинных данных

Использовано фациальное моделирование методом индикаторов (Facies Indicators), воспроизводящее заданные доли объёмов фаций (рис. 5), тренды и непрерывность фаций.

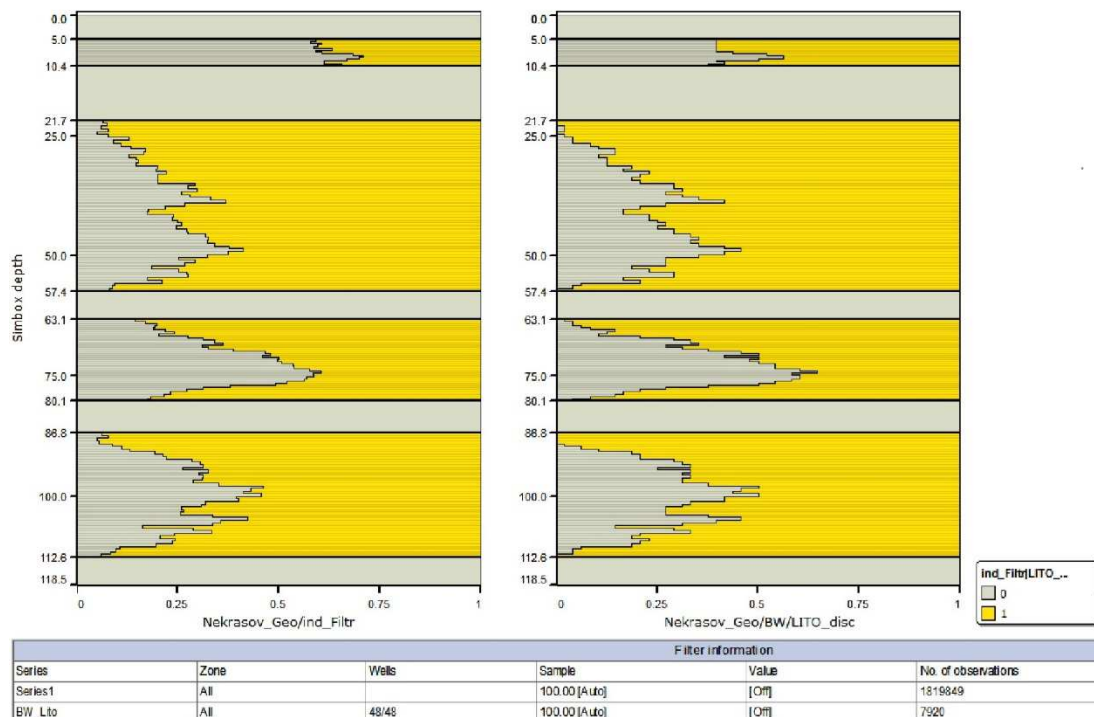


Рисунок 5 – Сравнение геолого-статистического разреза по осреднённым скважинным данным и построенному кубу литологии

Распределение фаций по пластам в объёме моделируемого резервуара (куб литологии) представлено на рисунке 6.

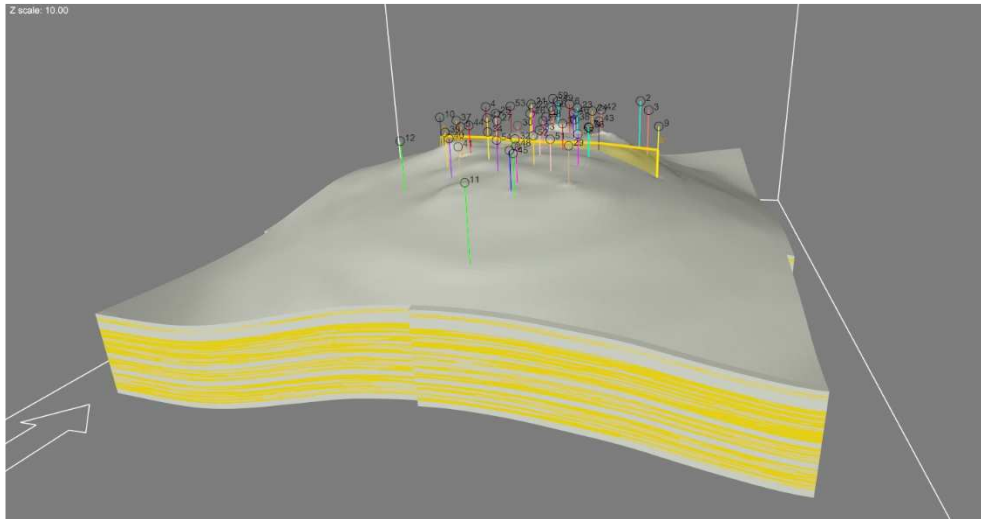


Рисунок 6 – Распределение фаций в объёме моделируемого резервуара нижнемеловых отложений (куб литологии)

Фильтрационно-емкостное моделирование представляет собой моделирование петрофизических свойств исследуемого геологического резервуара. Оно состоит из моделирования свойства пористости (куб пористости), расчёта свойства проницаемости (куб проницаемости) и моделирования свойства газонасыщенности.

Вычисление значений открытой пористости выполнено на основе стохастического петрофизического моделирования. Закономерности распределения открытой пористости определены степенью пространственной корреляции скважинных данных, полученной на основе вариограммного анализа, этапы которого представлены на рисунках 7 и 8. Настройки пространственной корреляции выполнялись в закладке Variograms.

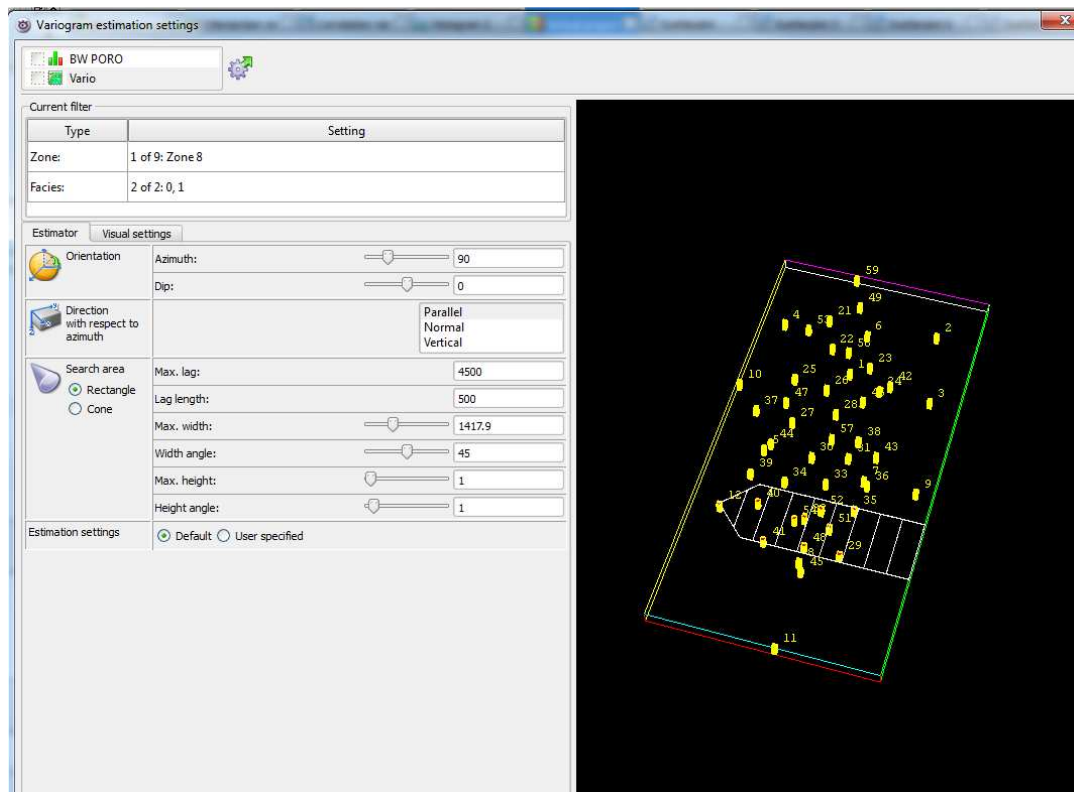


Рисунок 7 – Настройки вариограммы

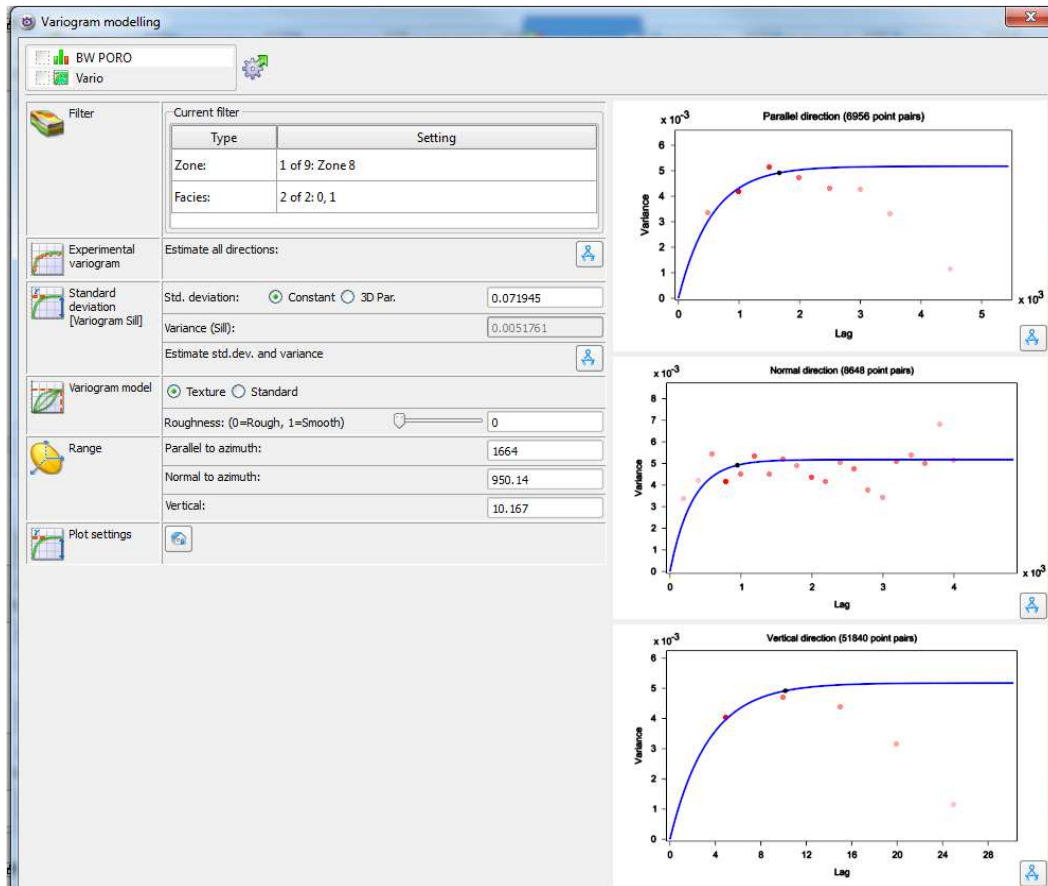


Рисунок 8 – Вариограммное моделирование

Моделирование выполнено с помощью программного инструмента Roxar – Petrophysical modelling. Распределение пористости в объеме геологического резервуара, полученное стохастическим методом моделирования, показано на разрезе (рис. 9). Разрез построен по линии А-А, показанной на рисунках 4 и 6.

Куб проницаемости представлен на рисунке 10.

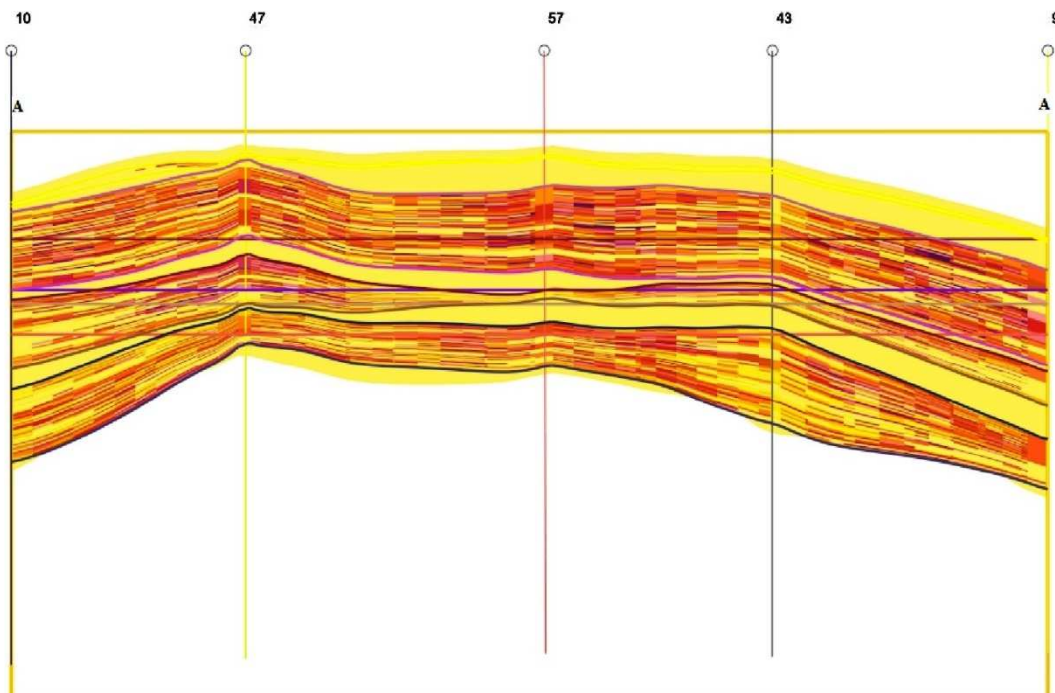


Рисунок 9 – Разрез по линии А-А куба пористости нижнемеловых отложений

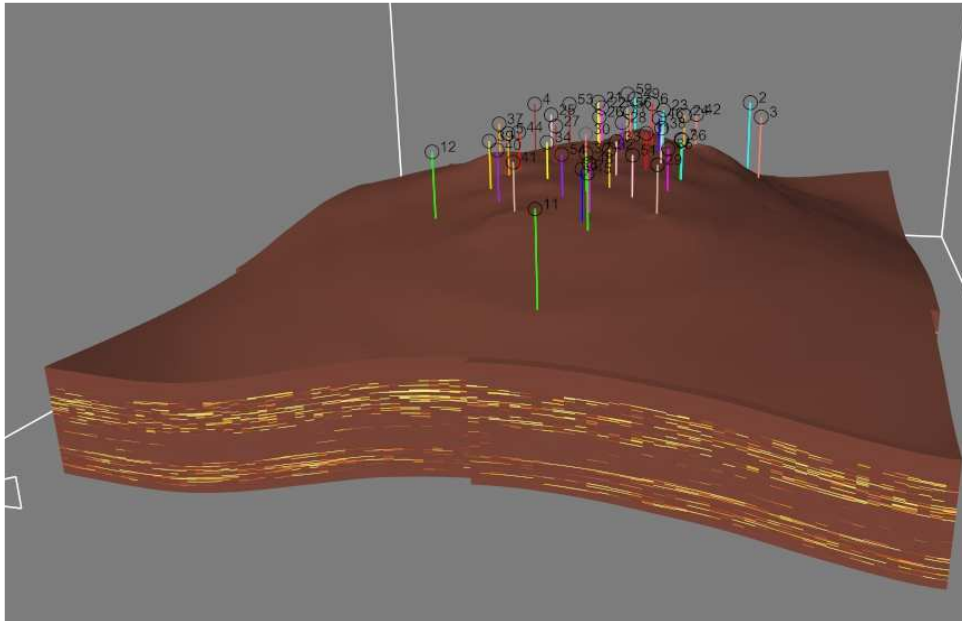


Рисунок 10 – Куб проницаемости нижнемеловых отложений

Построение *модели насыщения пластов флюидами* выполнялось по стандартной методике, использующей скважинные данные о насыщении и физические условия формирования залежей.

Поскольку залежи до начала разработки находятся в гидростатических условиях, то силы, из которых складывается равновесие, – это гравитационные, архимедовы и капиллярное давление. При этом на границе свободной воды сила вытеснения равна нулю.

Для каждого моделируемого пласта рассчитывался параметр высоты над ГВК. Каждая ячейка этого параметра определяет расстояние от центра ячейки до уровня ГВК в метрах. Затем выполнялось построение графиков зависимости величины газонасыщенности от высоты ячейки над уровнем ГВК. При построении этих графиков использовалась информация ГИС о газонасыщенности геологического разреза по скважинам и средневзвешенной величине газонасыщенности по пластам. По построенным кривым выполнен программный расчёт газонасыщенности ячеек коллектора для каждого пласта.

Полученная модель насыщения пластов газом и водой представлена на рисунках 11 и 12.

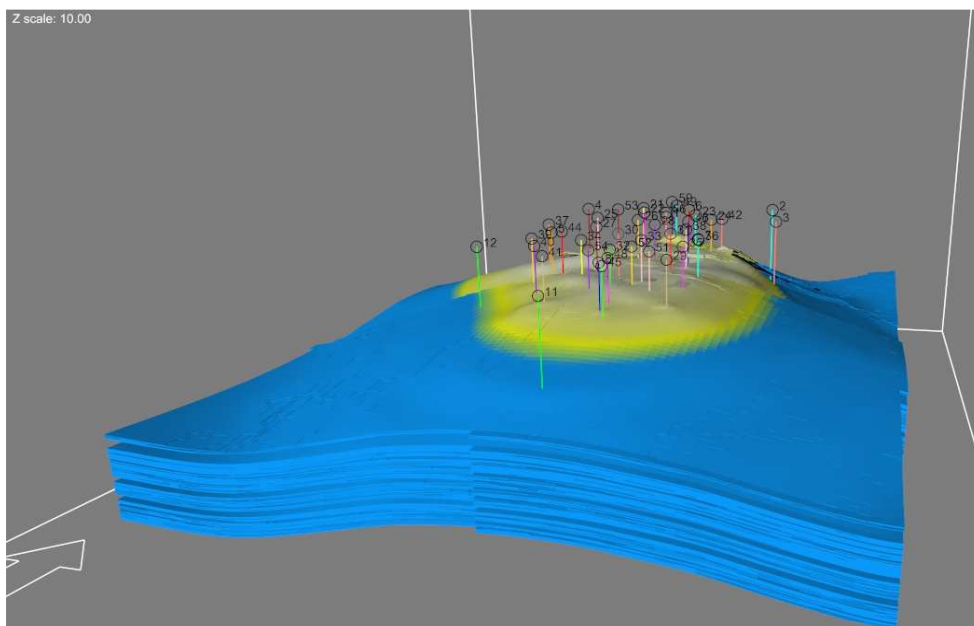


Рисунок 11 – Модель распределения газонасыщенности в коллекторах

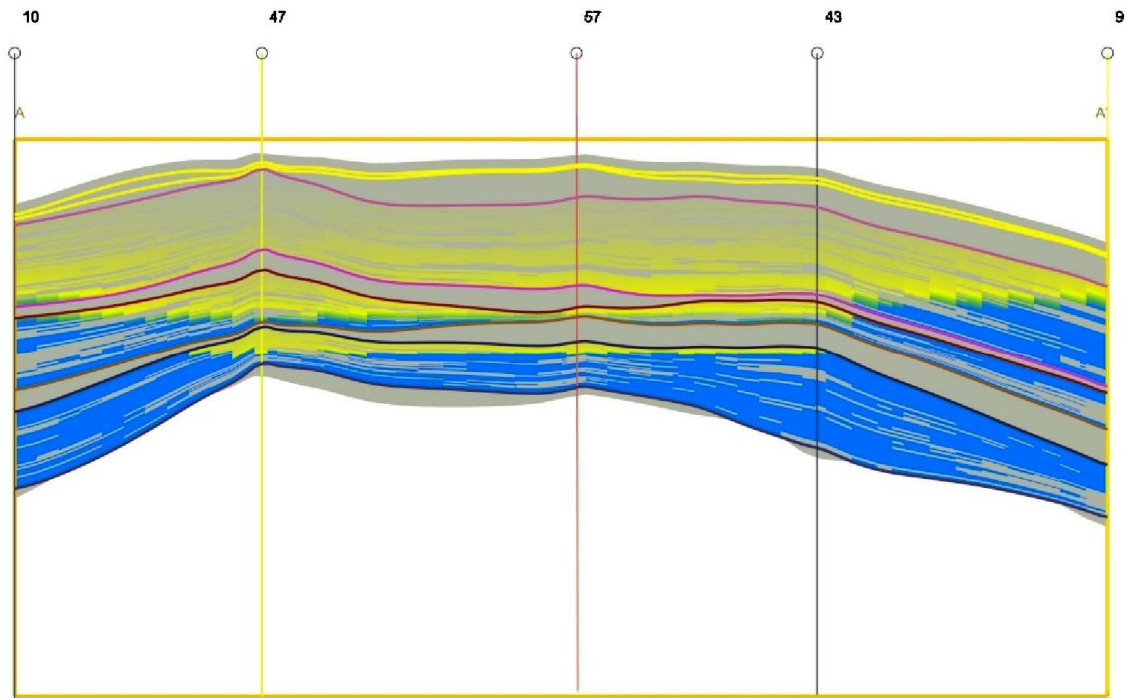


Рисунок 12 – Разрез по линии А-А куба газонасыщенности

Геометрические размеры области построения ПДГТМ составляют 12,5 км x 9,0 км по горизонтали и 251,2 м по вертикали.

При построении геологической модели использован тип сетки Corner point, общее количество ячеек – 1 856 250.

Размерность модели по осям X Y Z: 90x125x165 ячеек, что составляет 100x100x1 м.

Модель разделена на девять литолого-стратиграфических зон, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение слоев в геологической модели по вертикали с учётом коллекторов и непроницаемых перемычек (неколлектор)

Зона	Пласт	Минимальная толщина, м	Максимальная толщина, м	Количество ячеек по вертикали	Нумерация слоёв
1	неколлектор	5,0	5,0	1	1–1
2	I	0,8	15,0	15	2–16
3	неколлектор	1,4	19,9	1	17–17
4	II	17,4	58,7	60	18–77
5	неколлектор	0,0	14,8	1	78–78
6	III	1,6	38,0	38	79–116
7	неколлектор	1,4	16,6	1	117–117
8	IV	4,2	47,0	47	117–164
9	неколлектор	0,0	22,0	1	165–165

Подсчёт начальных геологических запасов пластового газа осуществлён по интегральной формуле объёмного метода и с помощью программного модуля Volumetrics. Для определения эффективного геометрического объёма использован куб литологии и построенные поверхности ГВК, в качестве коэффициента пористости принимались значения пористости, полученные для каждой ячейки в кубе пористости. Коэффициент газонасыщенности – значения, полученные для каждой ячейки в кубе газонасыщенности, – куб Sg.

Результаты подсчёта запасов газа по пластам и сравнение их с поставленными на баланс приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Подсчёт запасов газа по пластам и сравнение полученных значений с поставленными на Государственный баланс

Запасы газа	Пласт	Площадь газоносности, км ²	Газо-насыщенная толщина, м	Пористость, доли ед.	Газо-насыщенность, доли ед.	Пластовое давление, МПа	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Пересчётный коэффициент	Балансовые запасы газа, млн. м ³	Отклонение, %
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	I	20,16	4,7	0,113	0,69	33,8	0,703	0,961	217,807	1 592,0	–
Полученные при геологическом моделировании	I	23,5	4,0	0,113	0,69	33,8	0,703	0,961	217,807	1 606,9	1
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	II	45,23	19,0	0,130	0,71	33,85	0,703	0,961	232,546	18 397,0	–
Полученные при геологическом моделировании	II	46,3	19,2	0,130	0,71	33,85	0,703	0,961	232,546	19 056,3	4
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	III	15,42	6,2	0,130	0,59	33,87	0,702	0,960	232,107	1 702,0	–
Полученные при геологическом моделировании	III	15,6	6,4	0,130	0,59	33,87	0,702	0,960	232,107	1 780,8	5
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	IV	11,57	6,3	0,130	0,62	33,91	0,701	0,960	231,659	1 361,0	–
Полученные при геологическом моделировании	IV	11,70	6,3	0,130	0,62	33,91	0,701	0,960	231,659	1 367,2	0
Итого утверждённые при подсчёте запасов										23 052,0	–
Итого полученные при геологическом моделировании										23 811,2	3

Запасы пластового газа, полученные при построении ПДГТМ, соответствуют запасам, утверждённым ЦКЗ МПР (протокол № 111) и поставленным на Государственный баланс. Общее расхождение утверждённых и подсчитанных в модели запасов составило 3 %.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель Некрасовского газоконденсатного месторождения построена на стадии завершения разработки и предназначена для определения геометрии остаточной и выработанной зоны дренирования, а также поиска возможностей увеличения конечного коэффициента газоотдачи.

Цифровая фильтрационная модель месторождения

Фильтрационное моделирование выполнено в программном комплексе Roxar по программе фильтрационного моделирования Tempest View 7.0. Для расчётов использована версия модели MORE Black Oil. Математическая модель расчёта фильтрационных процессов представлена в техническом справочнике MORE 6.

При моделировании нижнемеловых отложений выбрана двухфазная модель фильтрации в связи с отсутствием достоверных данных о текущих и накопленных отборах газового конденсата по пластам.

Для создания цифровых фильтрационных моделей использованы следующие исходные данные:

- геолого-физические данные;
- промысловые данные;
- аналитические данные.

Геолого-физические данные получены из геологической модели при экспорте – импорте геологических кубов информации:

- файл «1 Grid.txt» содержит информацию о структуре моделируемого объекта в сеточном виде;
- файлы «2 Lito.txt», «3 Poro.txt», «4 Permх.txt», «5 Swх.txt» содержат данные о фильтрационно-емкостных параметрах пласта и первоначальном насыщении коллектора в ПДГТМ нижнемеловых отложений.

Поскольку общее количество ячеек геологической модели составило 1 856 250, что превышает рекомендуемый для гидродинамических расчётов объём, выполнено преобразование геологической сетки с созданием новой более крупной гидродинамической сетки – процедуры *upgridding*, *sampling* и *upscaling*.

Размерность модели по осям X Y Z: 45х50х165 ячеек, что составляет 200х250х1 м. Общее количество гидродинамических ячеек – 371 250.

Промысловые данные содержат единую базу фактических данных по отбору и дебитам УВ из залежей и скважин, по замерам пластовых, забойных и устьевых давлений, о сеточных координатах скважин, фактическом и приведённом радиусе, скин-факторе, технологических режимах работы скважин. База данных создана по проектной и отчётной документации на разработку месторождения с 1965 года, результатам проведённых газогидродинамических исследований, сведениям о техническом состоянии скважин и режимах их работы. Эти данные объединены в файлы «1 Траес.txt», «2 PERF.txt», «3 EVENT.txt», «4 History.txt».

Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов Некрасовского месторождения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов

Параметр	Значение			
	I пласт	II пласт	III пласт	IV пласт
1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания, м	3272	3286	3312	3329
Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	4,7	19,0	6,2	6,3
Площадь газоносности, км ²	20,16	45,23	15,42	11,57

Окончание таблицы 3

Пористость, доли ед.	0,113	0,130	0,130	0,130
Газонасыщенность, доли ед.	0,69	0,71	0,59	0,62
Проницаемость, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	8,4	139,5	138,6	94,7
Сжимаемость породы, 1/атм.	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³	550,00	549,29	547,52	546,65
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,942	0,942	0,942	0,942
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1016	1016	1016	1016
Начальное пластовое давление, МПа	33,80	33,85	33,87	33,91
Пластовая температура, °С	143,6	144,0	144,4	144,8
Начальные геологические запасы газа, млн м ³	1592	18397	1702	1361
Остаточные запасы газа на 01.01.2019 г., млн м ³	4927			

Некрасовское газоконденсатное месторождение представлено одним объектом моделирования, включающим I, II, III и IV пласты. Объектом разработки являются залежи I, II, III и IV пластов нижнего мела, которые разрабатывались как единый эксплуатационный объект. Учёт добычи отдельно по пластам не велся.

Интервал моделирования включает в себя геологический резервуар, ограниченный кровлей пласта I (верхняя абсолютная отметка кровли – минус 3249 м) и подошвой пласта IV (нижняя абсолютная отметка подошвы – минус 3484,2 м).

При создании фильтрационной модели продуктивных пластов нижнемеловых отложений была использована следующая схема моделирования:

- сетка модели и схема выделения слоёв импортированы из трёхмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пласта импортированы из трёхмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пластовых флюидов определены по результатам исследования скважин и заданы в секциях INIT и INPUT;
- начальные условия определены при построении трёхмерной математической геологической модели и заданы в секции INIT. Сравнение геологических запасов газа – поставленных на Государственный баланс, полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную – приведено в таблице 4;
- расположение скважин, их траектории и интервалы перфорации заданы в секции RECU;
- в истории разработки использованы накопленные отборы газа и конденсата каждой скважины по годам и изменение пластового (забойного) давления. Эти данные подключены в секцию RECU с помощью специально сформированных файлов;
- после запуска модели на расчёт проведён анализ полученных результатов.

Таблица 4 – Сравнение геологических запасов газа: поставленных на Государственный баланс, полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную

Пласт	Балансовые запасы, млн м ³	Запасы, полученные при геологическом моделировании, млн м ³	Запасы, полученные после импортирования геологической модели в фильтрационную, млн м ³	Расхождение между геологической и фильтрационной моделями, %
Нижнемеловые отложения				
I	1592	1607	1589	1,1
II	18397	19056	18357	3,7
III	1702	1781	1694	4,9
IV	1361	1367	1357	0,7

Лабораторные данные о капиллярных давлениях и относительных фазовых проницаемостях отсутствуют, поэтому графические зависимости относительных фазовых проницаемостей получены аналитическим путём и представлены в таблицах 5 и 6, на рисунке 13.

Таблица 5 – Фазовые проницаемости в системе «газ – вода» для нижнемеловых отложений

Насыщенность водой, доли ед.	Фазовая проницаемость для воды, доли ед.	Фазовая проницаемость для газа, доли ед.	Капиллярное давление «газ – вода», МПа
0,20000	0,00000	1,00000	0,00000
0,30000	0,00042	0,62974	0,00000
0,35000	0,00211	0,48506	0,00000
0,40000	0,00666	0,36443	0,00000
0,45000	0,01627	0,26567	0,00000
0,50000	0,03374	0,18659	0,00000
0,55000	0,06250	0,12500	0,00000
0,60000	0,10662	0,07872	0,00000
0,65000	0,17079	0,04555	0,00000
0,70000	0,26031	0,02332	0,00000
0,75000	0,38112	0,00984	0,00000
0,80000	0,53978	0,00292	0,00000
0,90000	1,00000	0,00000	0,00000
1,00000	1,00000	0,00000	0,00000

Таблица 6 – Фазовые проницаемости в системе «газ – нефть» для нижнемеловых отложений

Насыщенность газом, доли ед.	Фазовая проницаемость для газа, доли ед.	Фазовая проницаемость для нефти, доли ед.	Капиллярное давление «газ – вода», МПа
0,00000	0,00000	1,00000	0,00000
0,10000	0,00195	0,66992	0,00000
0,15000	0,00659	0,53638	0,00000
0,20000	0,01562	0,42188	0,00000
0,25000	0,03052	0,32495	0,00000
0,30000	0,05273	0,24414	0,00000
0,35000	0,08374	0,17798	0,00000
0,40000	0,12500	0,12500	0,00000
0,45000	0,17798	0,08374	0,00000
0,50000	0,24414	0,05273	0,00000
0,55000	0,32495	0,03052	0,00000
0,60000	0,42187	0,01562	0,00000
0,65000	0,53638	0,00659	0,00000
0,70000	0,66992	0,00195	0,00000
0,80000	1,00000	0,00000	0,00000

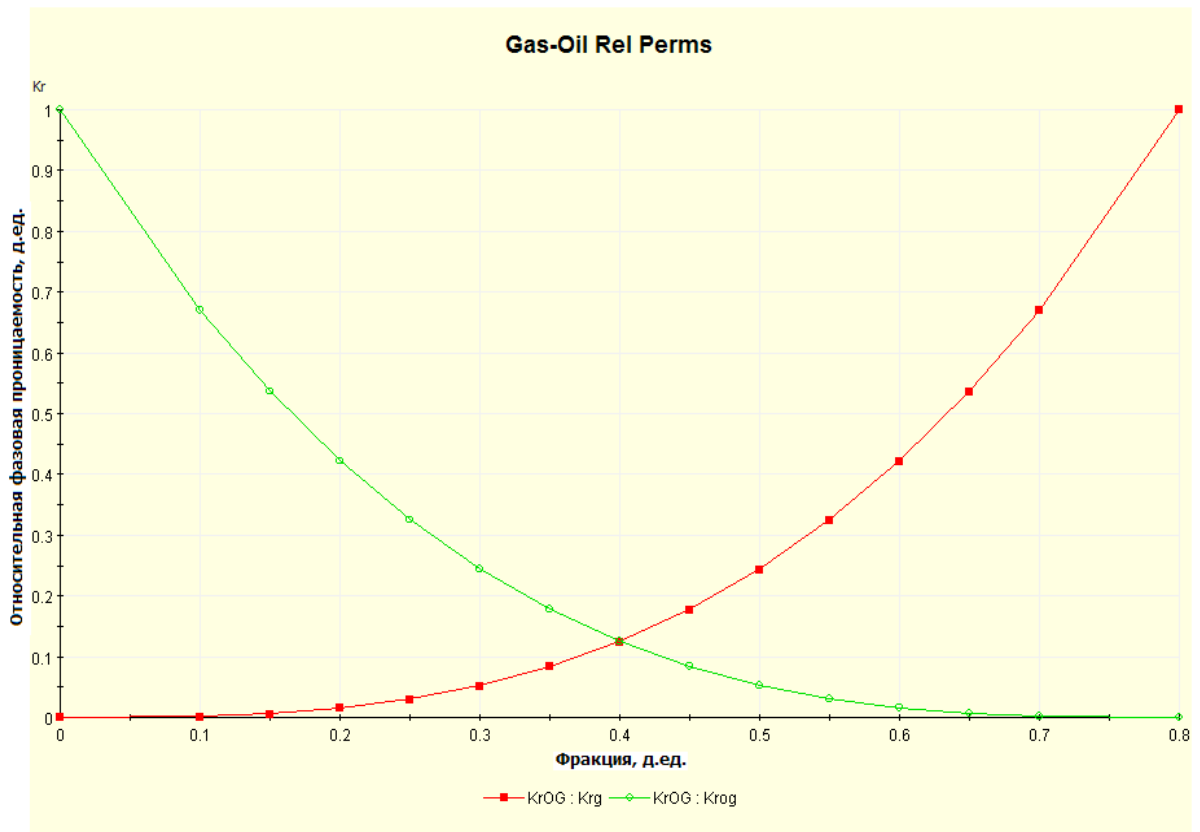
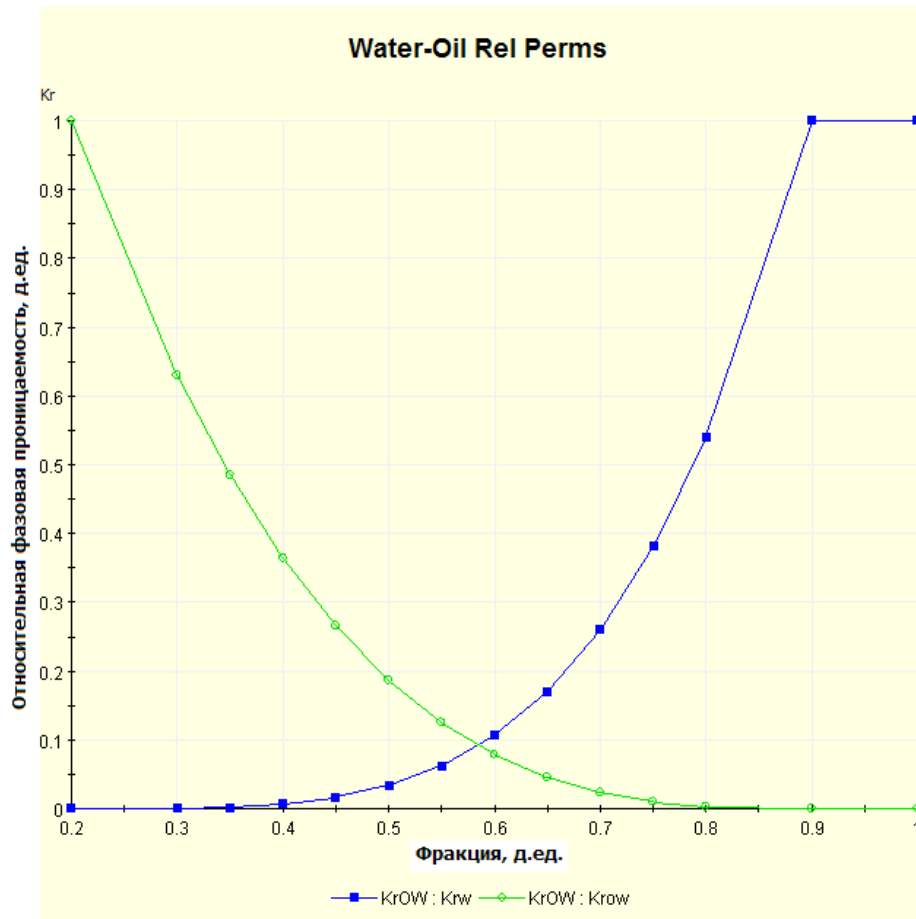


Рисунок 13 – Графические зависимости относительной фазовой проницаемости в системе «газ – вода» и «газ – нефть» для нижнемеловых отложений Некрасовского ГКМ

Капиллярное давление на границе «свободной воды» в начальном статическом состоянии принято равным нулю.

Объёмный коэффициент пластового газа и его вязкость при снижении давления в процессе разработки определены по результатам промыслово-геофизических и газодинамических исследований скважин.

Некрасовское газоконденсатное месторождение эксплуатируется с 1965 года. При воспроизведении истории разработки фильтрационное моделирование осуществлялось на основе данных о фактических накопленных отборах скважин, отражённых в годовых отчётах.

Фильтрационная модель нижнемеловых отложений корректировалась итеративным способом до достижения соответствия расчётного забойного давления фактическому при соответствии расчётного накопленного отбора газа фактическому. Фазовые переходы флюидов (газа и газового конденсата) для нижнемеловых отложений моделировались заданием содержания конденсата в добываемом газе (табл. 7) на основании экспериментальной изотермы конденсации пластовой смеси.

Таблица 7 – Расчёт содержания конденсата в газе нижнемеловых отложений Некрасовского ГКМ

Пластовое давление, МПа	Количество конденсата, выпавшего в жидкую фазу, г/м ³	Содержание конденсата в добываемом газе, г/м ³	Удельный вес конденсата, г/см ³	Содержание конденсата в добываемом газе, м ³ /тыс. м ³
Нижнемеловые отложения				
0,1	3,81	31,68	0,800	0,0396
3,5	4,00	30,94	0,800	0,0387
7,0	4,16	29,90	0,800	0,0374
10,5	4,26	29,51	0,800	0,0369
14,0	4,15	29,78	0,800	0,0372
17,5	3,86	30,48	0,800	0,0381
20,9	3,38	31,36	0,800	0,0392
24,4	2,74	32,22	0,800	0,0403
27,9	2,03	33,36	0,800	0,0417
31,4	1,15	34,20	0,800	0,0428
34,9	0,00	35,50	0,800	0,0444

Результаты адаптации гидродинамической модели нижнемеловых отложений показаны на рисунке 14. В качестве примера адаптации выбраны скважины №№ 1, 23, 42 и 57, эксплуатация которых была остановлена последней.

Воспроизведение истории разработки контролировалось по суммарным показателям и по каждой скважине отдельно. На рисунках 15 и 16 показаны расчётные поля газонасыщенности (Sg), давления и флюидонасыщенности в начале разработки и на 01.01.2019 г., на основе изменения параметров которых выполнены прогнозные расчёты.

Основным результатом воспроизведения истории разработки явилась адаптация фильтрационной модели залежи к условиям разработки на основе уточнения фильтрационно-емкостных свойств пласта и настройки модели для прогнозных расчётов вариантов разработки.

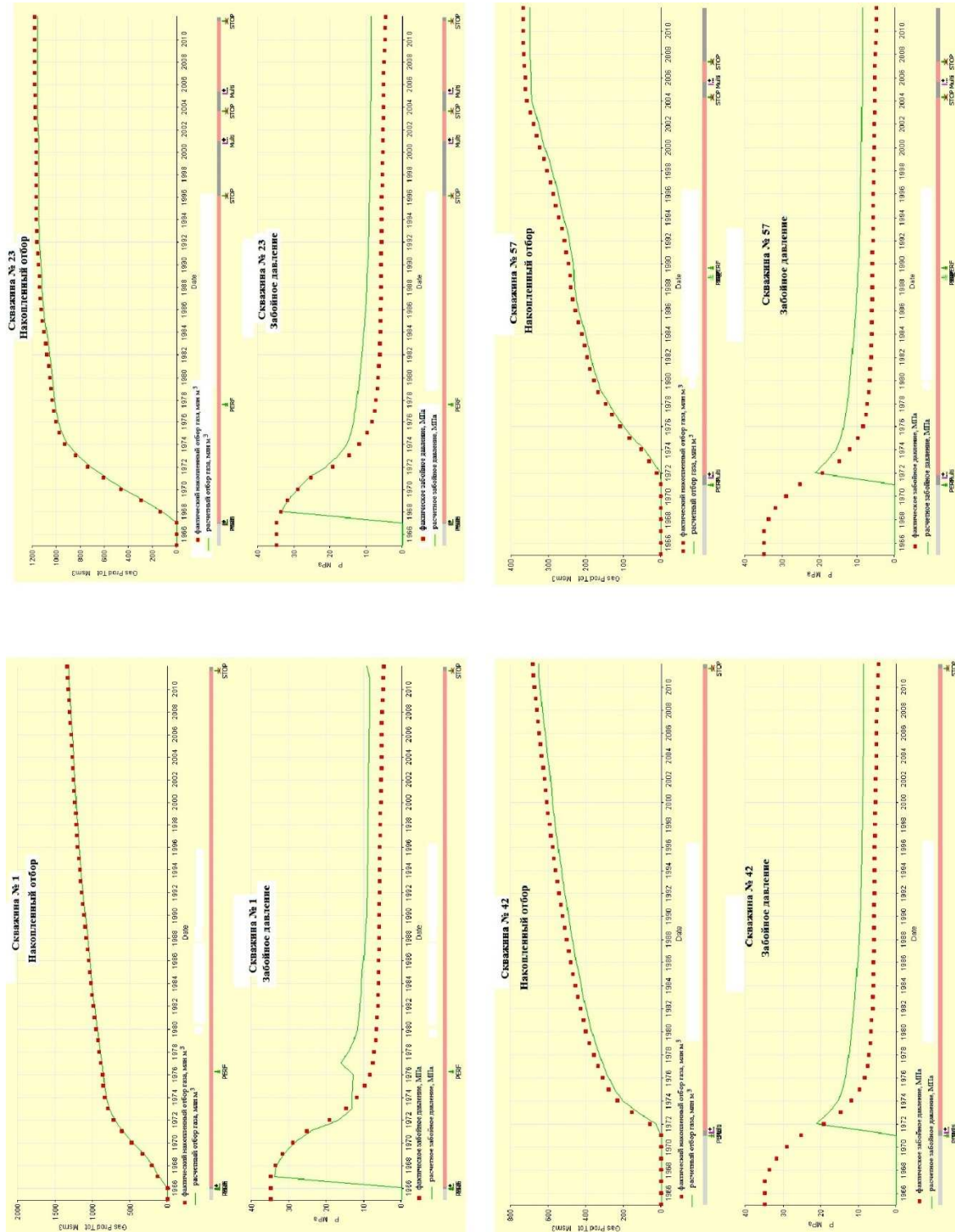
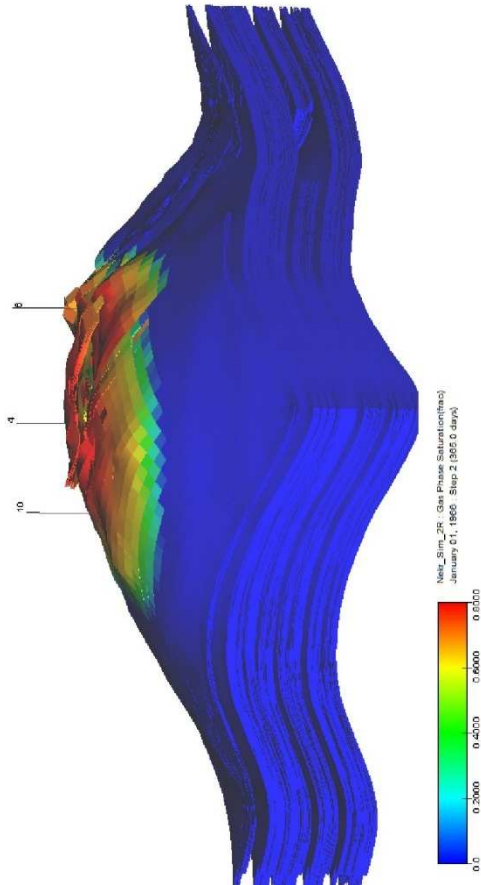
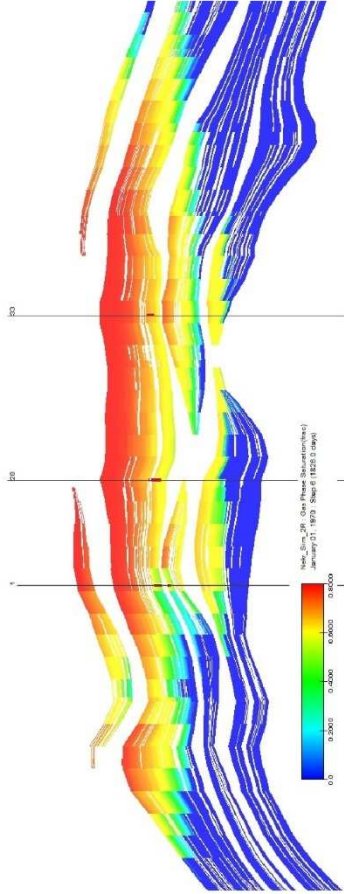


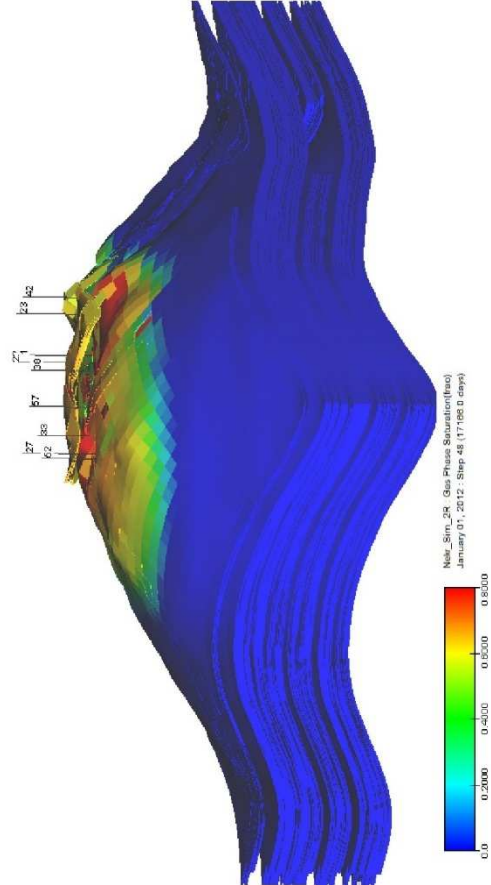
Рисунок 14 – Результаты адаптации фильтрационной модели по скважинам



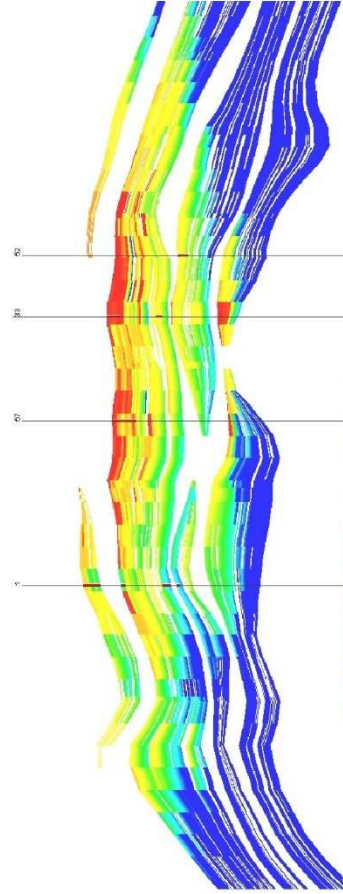
Поле газонасыщенности Sg на начало разработки



Разрез поля газонасыщенности Sg на начало разработки

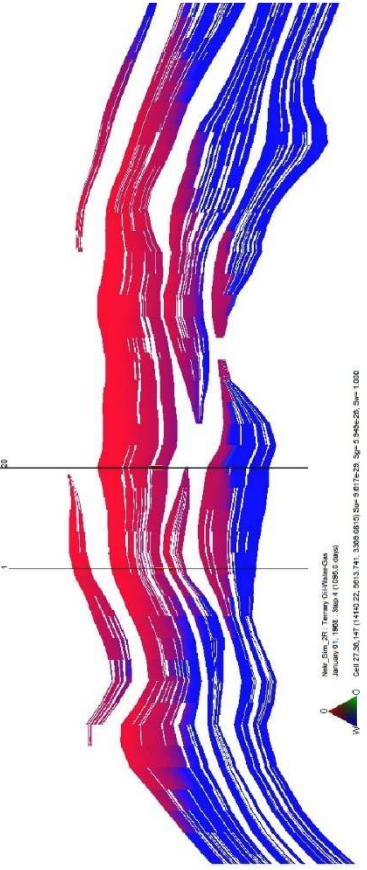


Поле газонасыщенности Sg на 01.01.2019 г.

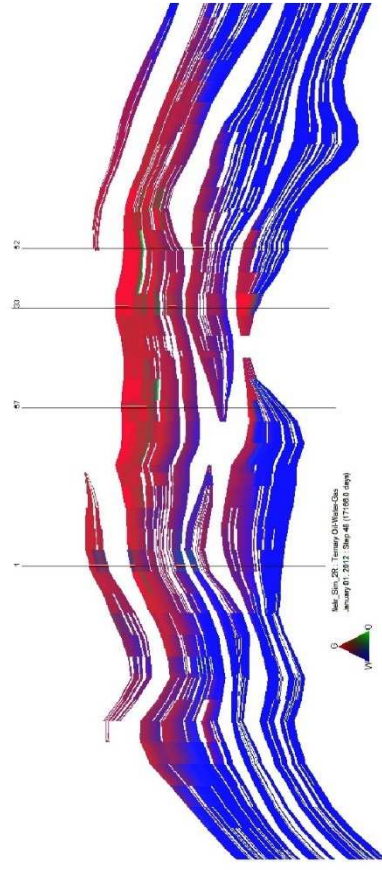


Разрез поля газонасыщенности Sg на 01.01.2019 г.

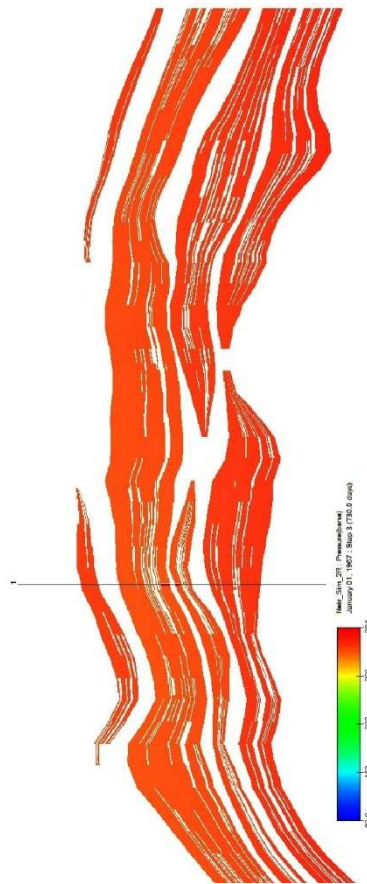
Рисунок 15 – Расчётные гидродинамические поля газонасыщенности в пластах нижнемеловых отложений



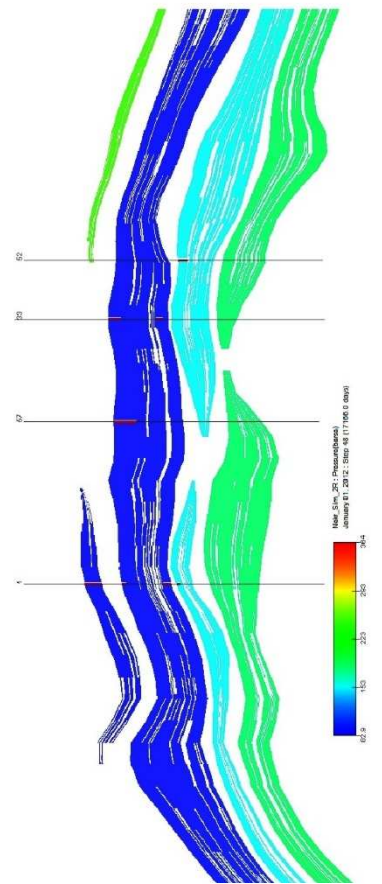
Разрез поля газоконденсатоводонасыщенности на начало разработки



Разрез поля газоконденсатоводонасыщенности на 01.01.2019 г.



Разрез поля давления на начало разработки



Разрез поля давления на 01.01.2019 г.

Рисунок 16 – Расчётные гидродинамические поля давления и флюидонасыщенности

Литература

1. Дворкин З.П. Отчёт о результатах поисково-разведочного бурения и подсчёта запасов газа и конденсата по Некрасовскому месторождению Краснодарского края по состоянию на 01.11.1964 г. : Отчёт треста «Краснодарнефтеразведка» / Фонды ООО «Кубаньгазпром», 1964 г.
2. Подсчёт запасов газа и конденсата Некрасовского месторождения : Отчёт / СевКавНИПИгаз; В.Н. Нелепов, В.П. Колесниченко. – 5К/00.00, этап 10. – Ставрополь, 2000 г.
3. Технологический регламент по добыче и подготовке газа Некрасовского месторождения Каневского газопромышленного управления : ТР-01-03: утв. Первым зам. генерального директора ООО «Газпром добыча Краснодар» Э.В. Аносовым. – Краснодар, 2012. – 49 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
6. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва); Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
7. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодёжной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть»; Секция: «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
8. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
9. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
10. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.
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. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.
14. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» : Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев) // Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус». – Киев, 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.

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. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент); Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
20. 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.
21. Березовский Д.А., Очередыко Т.Б., Липулени Орланда Дина Эзуебиу. Перспективы доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
22. 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. – № 09. – 28 с.
23. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтровом пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 27–29.
24. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края : Новые технологии – нефтегазовому региону / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.
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.

References

1. Dvorkin Z.P. Report on the results of exploratory drilling and calculation of gas and condensate reserves at the Nekrasovskoye field of the Krasnodar Territory as of 01.11.1964. : Report of the Krasnodarneftegazrazvedka Trust / Kubangazprom Funds, 1964.
2. Calculation of gas and condensate reserves at the Nekrasovskoye field : Report / SevKavNIPi-gas; V.N. Nelepov, V.P. Kolesnichenko. – 5K/00.00, stage 10. – Stavropol, 2000.
3. Technological Regulations for Gas Production and Treatment of the Nekrasovskoye Field of the Kanevskoye Gas Production Department : TR-01-03: Approved by E.V. Anosov, First Deputy General Director of Gazprom добыча Krasnodar. – Krasnodar, 2012. – 49 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas birth places. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Savenok O.V., Ladenko, A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
6. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of development of gas fields in Krasnodar region // Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014». (14–16 April 2014, Moscow); Section 2: Development of oil and gas fields. Well Drilling. – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
7. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of methods for predicting the composition of rocks-collectors of gas fields at the final stage based on the methods of interdisciplinary modeling // Collection of scientific papers of the I All-Russia Mo-Soil and Research Conference of Oil and Gas Industry «Young Oil»; Section: «Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Deposits» (May 17–19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
8. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Complications analysis at the gas fields exploitation at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.

9. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of an effective technology for the exploitation of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
10. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies accepted at the final stage of gas fields exploitation // *GeoEngineering*. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
11. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of the production complication factors occurrence // *Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin)*. – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction (in Russian) // *Petroleum economy*. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Berezovsky D.A., Pantsarov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields of Krasnodar region // Collection of documentations of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for youth «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
14. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
15. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobycha Krasnodar : Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev) // Multidisciplinary scientific journal «Archivarius». – Kiev, 2016. – Part 1. – P. 5–10.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning the cased wellbore from sand plugs with the help of casingless hydraulic drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International Scientific Conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand of the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific 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. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiplate fields development // *Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin)*. – 2017. – № 1. – P. 33–50.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent); Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
20. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
21. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Prospects of additional working of Nekrasovskiy gas-condensate field // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 2.
22. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental research of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // *Mountain information-analytical bulletin; separate article (special issue)*. – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Mekhdiiev K.K. oglu. Methods of calculation of cavity parameters in filter space of fountain and compressor sand-producing wells // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2 in 2 p. – Part 2. – P. 27–29.
24. Panzarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of prevention of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region: New technologies – oil and gas region / Proceedings of the All-Russian Conference of students, postgraduates and young scientists with international participation (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ЛЕБЕДИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОСНОВЫ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ
ДОРАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ЛЕБЕДИНСКОГО ПОДНЯТИЯ**



**GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS
OF THE LEBEDINSKOYE GAS FIELD AND THE BASIS
FOR THE DESIGN OF FORECASTING INDICATORS OF OPTIONS
FOR THE DEVELOPMENT OF THE LEBEDINSKOYE DEPOSIT**

Гуцу Алексей Сергеевич

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный
технический университет
gutsu.leha@mail.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Оборудования нефтяных
и газовых промыслов»,
Кубанский государственный
технологический университет»
akngs@mail.ru

Аннотация. В статье приведено геологическое строение месторождения и залежей (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений и газоносность месторождения); описаны гидрогеологические и инженерно-геологические условия, а также характеристика режима водонапорного бассейна (размеры и параметры водонапорного бассейна). Рассмотрена физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов (геофизические исследования скважин и параметры продуктивных пластов по керну и ГИС) и приведён состав и свойства пластовых флюидов (физико-химическая характеристика газа, физико-химическая характеристика пластовых вод, оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод и рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки). Представлена сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (толщины продуктивных горизонтов и анализ результатов газогидродинамических исследований скважин).

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; геологическое строение месторождения и залежей; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; геофизические исследования скважин (ГИС-бурение); состав и свойства пластовых флюидов; толщины продуктивных горизонтов; запасы газа.

Gutsu Alexey Sergeevich

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Ukhta state technical university

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences
Associate Professor of department
«Equipment of oil and gas fields»,
Kuban state technological university

Annotation. The article presents the geological structure of the field and deposits (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits and gas content of the field); hydrogeological and engineering-geological conditions are described, as well as a characteristic of the regime of the water basin (dimensions and parameters of the water basin). The physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs (geophysical studies of wells and parameters of reservoirs by core and well logs) are considered and the composition and properties of reservoir fluids (physical and chemical characteristics of gas, physical and chemical characteristics of formation waters, assessment of the regime and nature of the likely progress of formation waters and recommendations on hydrogeological observations and research in the development process). The consolidated geological and physical characteristics of productive formations (thickness of productive horizons and analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells) are presented.

Keywords: geological and physical characteristics of the field; geological structure of deposits and deposits; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; geophysical surveys of wells (GIS-drilling); composition and properties of reservoir fluids; thickness of productive horizons; gas reserves.

Геологическое строение месторождения и залежей

Лебединское месторождение располагается в пределах Тимашевской ступени и вскрывает геологический разрез от палеогеновых до четвертичных отложений включительно.

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Литолого-стратиграфический разрез Лебединского месторождения составлен по аналогии с близлежащим Гривенским месторождением по данным бурения и результатам ГИС. Пробуренными скважинами вскрыт комплекс пород от палеогенового до четвертичного включительно. Сводный литолого-стратиграфический разрез представлен на рисунке 1.

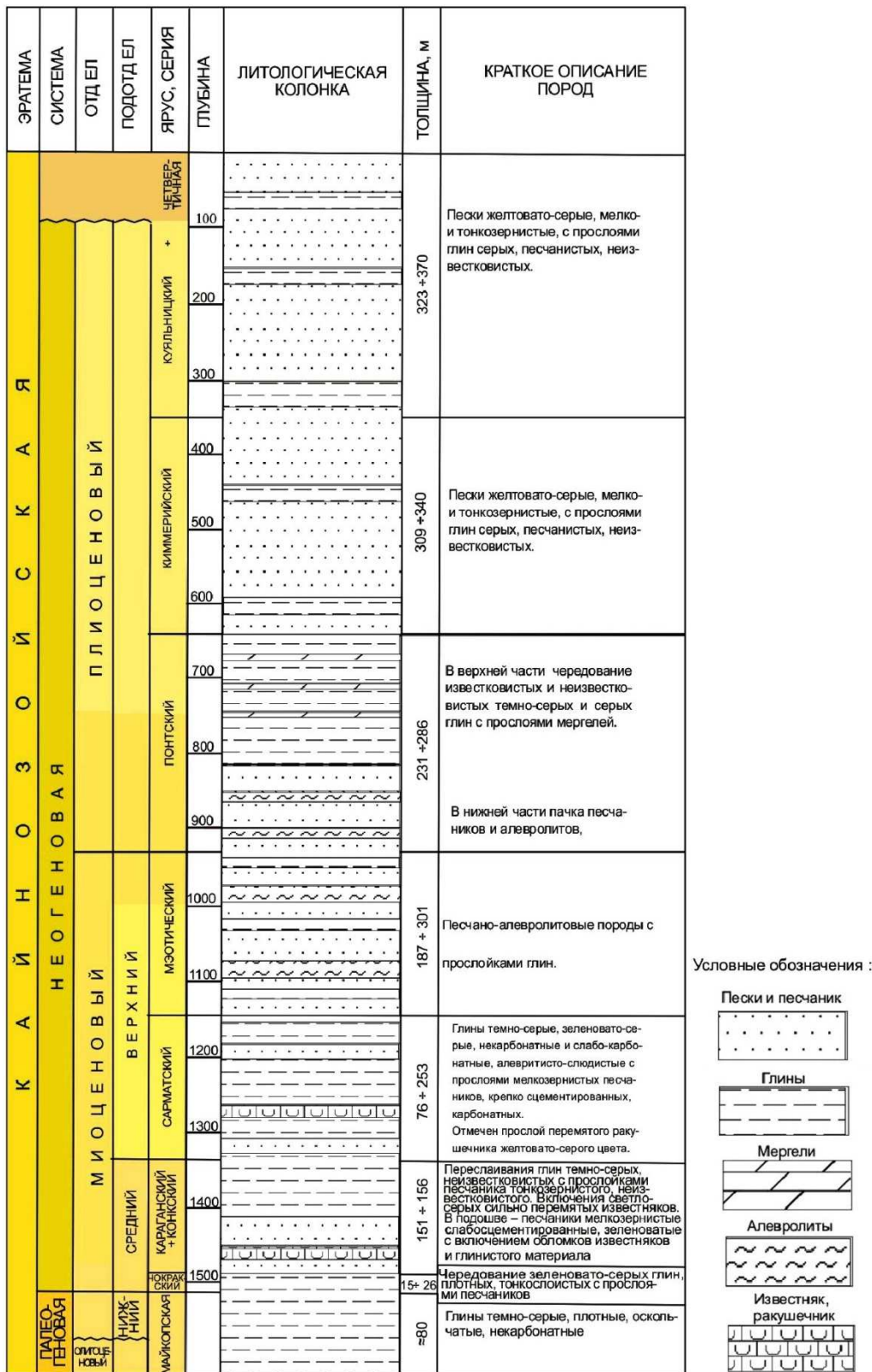


Рисунок 1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Лебединского газового месторождения

Кайнозойская эратема Kz
Палеогеновая система P
Олигоценый отдел P₃
Майкопская серия N₁¹-P₃ мкр

Майкопские отложения представлены глинами тёмно-серыми, плотными, оскольчатыми, некарбонатными. Вскрытая толщина (скважина № 7) – 80 м.

Неогеновая система N
Миоценовый отдел N₁
Средний подотдел N₁²

Чокракские отложения *N₁² ch* представлены чередованием зеленовато-серых глин, плотных, тонкослоистых с прослоями песчаников.

Вскрытая толщина чокракских отложений колеблется от 15 до 26 м.

Караганские N₁² k и *конкские N₁² k* отложения относятся к среднемиоценовым, не разделяются ввиду их литологического сходства и отсутствия kernового материала, сложены глинами тёмно-серыми, известковистыми с прослойками песчаника тонкозернистого, известковистого. Отмечаются включения светло-серых сильно перемятых известняков. В подошве – песчаники мелкозернистые, слабосцементированные, зеленоватые с включением обломков известняков и глинистого материала.

Толщина отложений по площади месторождения изменяется от 151 до 156 м.

Верхний подотдел N₁³

Сарматские отложения литологически представлены глинами тёмно-серыми, зеленовато-серыми, некарбонатными и слабокарбонатными, алевритисто-слюдистыми с прослоями мелкозернистых песчаников, крепко сцементированных, карбонатных, отмечен прослой перемятого ракушечника желтовато-серого цвета.

Толщина отложений сарматского яруса уменьшается с востока на запад с 253 до 76 м.

Мэотические отложения литологически представлены песчано-алевролитовыми породами с прослойками глин. Толщина отложений, увеличивается в западном направлении и колеблется от 187 до 301 м.

Плиоценовый отдел N₂

Понтские N₁₋₂ pt отложения в нижней части представлены пачкой песчаников и алевролитов, верхняя часть представлена чередованием известковистых и известковистых темно-серых и серых глин с прослоями мергелей.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в юго-западном и западном направлении и изменяется от 231 до 286 м.

Киммерийские N₂² km отложения представлены преимущественно песками желтовато-серыми, мелко- и тонкозернистыми, с прослоями глин серых, песчаных, известковистых.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в южном направлении и изменяется от 309 до 340 м.

Четвертичная система Q плюс куяльницкий N₂ kj ярус

Этот комплекс отложений сложен суглинками желтовато-серыми, бурыми, переходящими вниз по разрезу в песчаные, известковистыми глинами с прослоями глинистых песков.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в южном направлении и изменяется от 323 до 370 м.

Газоносность месторождения

На Лебединском месторождении выявлено четыре поднятия (Лебединское, Восточно-Лебединское, Западно-Лебединское и Южно-Лебединское), к которым приурочено шесть газовых залежей. По результатам опробования и материалам ГИС промышленная газоносность установлена в отложениях второго пласта понтского горизонта (пропластки II¹ и II²) и в мэотических отложениях.

Характер распространения продуктивных пластов понтских (пласт II) и мэотических отложений приведён на структурных картах (рисунки 2 и 3).

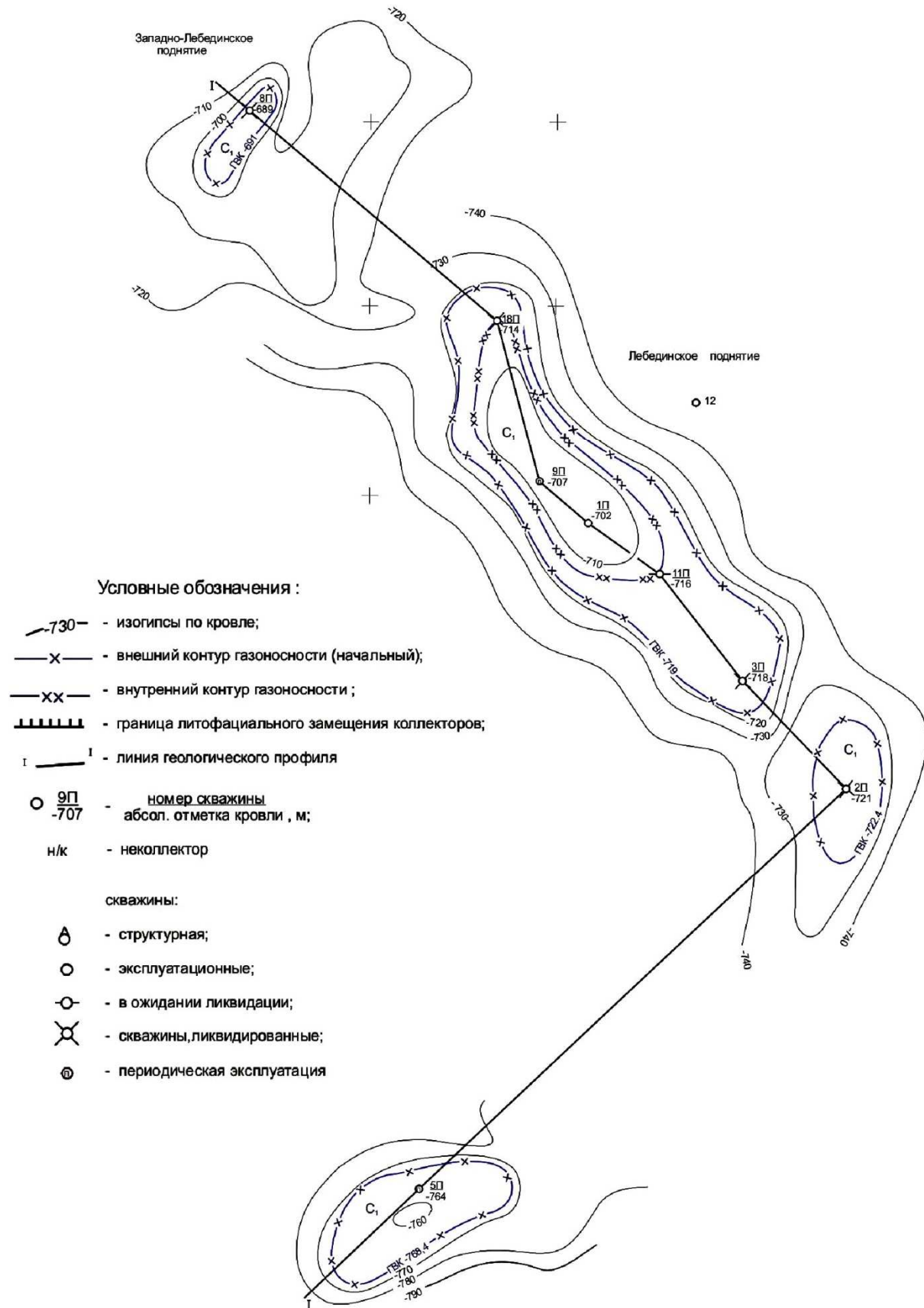
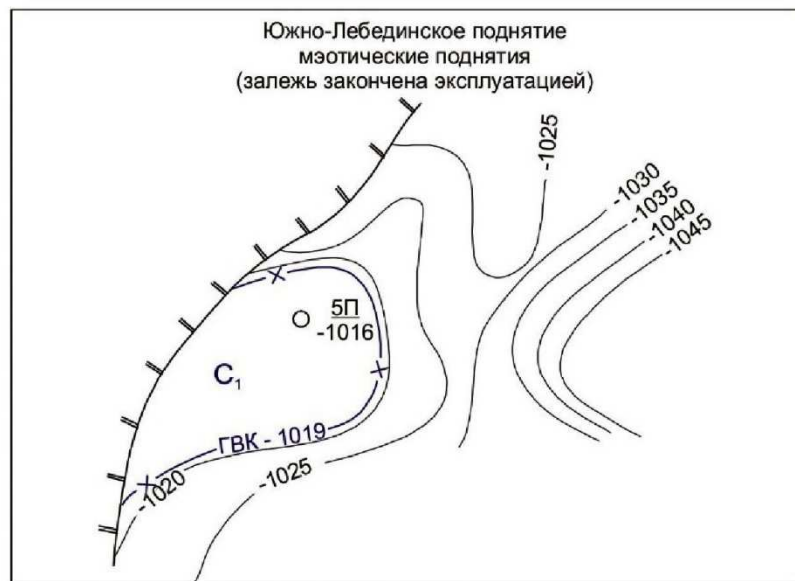
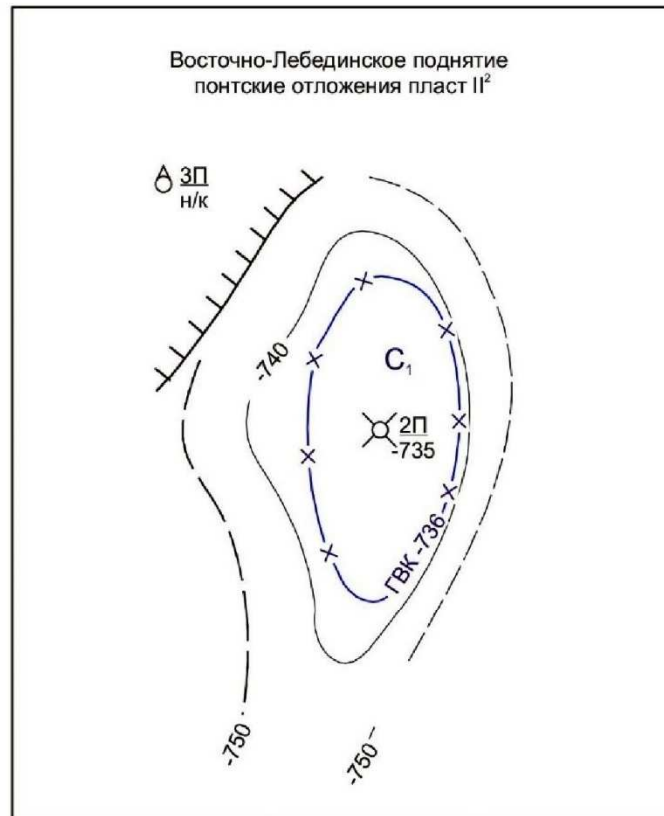


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле коллекторов понтских отложений II¹ Лебединского газового месторождения



Условные обозначения :

- 730 - изогипсы по кровле;
- внешний контур газоносности (начальный);
- внутренний контур газоносности ;
- граница литофациального замещения коллекторов;
- граница стратиграфического замещения коллекторов;
- линия геологического профиля

9П -707 - номер скважины
абсол. отметка кровли , м;

н/к - неколлектор

скважины:

- структурная

- эксплуатационные;

- в ожидании ликвидации;

- скважины ликвидированные;

- периодическая эксплуатация

Рисунок 3 – Структурные карты по кровле коллекторов Восточно-Лебединского (понтские отложения II²) и Южно-Лебединского (мэотического отложения) поднятий Лебединского газового месторождения

Отложения второго пласта понтского горизонта вскрыты всеми скважинами и залегают на глубинах от 694 (скважина № 8) до 792 м (скважина № 5). Пласт состоит из одного или двух пропластков песчаника. Верхний пропласток II¹ развит по всей площади, пропласток II² вскрыт в скважинах №№ 2, 5 и 8.

Мэотические отложения продуктивны в скважине № 5 и залегают на глубинах от 1023 до 1043 м.

Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

На Лебединском поднятии пробурены скважины №№ 1, 3, 9, 11 и 18. Во всех скважинах получены притоки газа.

Газоводяной контакт газовой залежи Лебединского поднятия (понтские отложения пласт II¹) принят на абсолютной отметке – 719,0 м по результатам испытания в скважине № 3, где в интервале от 726,0 до 727,0 м (от – 718,2 до – 719,2 м) получен приток газа. При опробовании отмечено появление пластовой воды до 4,4 м³/сут. По материалам ГИС газоводяной контакт в этой скважине отбивается на отметке – 719 м.

Залежь пластовая, сводовая, с «сухим» полем. размеры залежи: длина 5,6 км, ширина 1,5 км, высота 17 м. Площадь газоносности 5,5 км².

*Восточно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и пласт II²)*

На Восточно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 2.

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II¹) принят на абсолютной отметке – 722,4 м по результатам испытания в скважине № 2, из интервала перфорации от 726,0 до 727,0 м (от – 718,0 до – 719,0 м) получен приток газа. По материалам ГИС газоводяной контакт залежи отбивается на отметке – 722,4 м.

Залежь – пластовая, сводовая. размеры залежи: длина 1,6 км, ширина 0,3 км, высота 1,6 м. Площадь газоносности составляет 0,8 км².

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II²) принят на абсолютной отметке – 736 м по результатам испытания в скважине № 2, из интервала перфорации от 742,4 до 743,4 м (от – 734,4 до – 735,4 м) получен приток газа дебитом 8,6 м³/сут., диаметр штуцера 3 мм.

Залежь пластовая, сводовая, возможно и литологически экранированная (пласт II² в соседних скважинах не прослеживается). размеры залежи: длина 1,6 км, ширина 0,3 км, высота 1,2 м. Площадь газоносности 0,8 км² (по аналогии с вышележащим пластом II¹).

Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

На Западно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 8, в которой из интервала перфорации от 696,0 до 697,5 м (от – 689,0 до – 690,5 м) получен приток газа дебитом от 8,8 тыс. м³/сут. до 36,1 тыс. м³/сут., на штуцерах диаметром от 3 до 6 мм. По материалам ГИС подошва газонасыщенной части пласта отбивается на абсолютной отметке – 691,0 м.

Газоводяной контакт газовой залежи Западно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II¹) принят на отметке – 691,0 м.

Залежь – пластовая, сводовая, повсеместно подстилаемая водой. размеры залежи: длина 1,2 км, ширина 0,3 км, высота 3,0 м.

*Южно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и мэотические отложения)*

На Южно-Лебединском поднятии (понтские отложения, пласт II¹) пробурена скважина № 5, вскрывшая пласт II¹ в интервале от 771,2 до 792,0 м (от – 764,0 до – 784,8 м). Газоводяной контакт принят на отметке – 768,4 м.

Залежь – пластовая, сводовая, подстилаемая водой по всей площади. размеры залежи: длина 2,2 км, ширина 0,9 км, высота 4,4 м, площадь газоносности – 1,3 км².

На этом же поднятии в скважине № 5 ниже по разрезу вскрыт песчаный пласт в мэотических отложениях в интервале глубин от 1023,2 до 1026,0 м (от – 1015,5 до – 1018,3 м). В результате опробования пласта в интервале от 1022,5 до 1024,0 м (от – 1014,8 до – 1016,3 м) получен приток газа дебитом до 40 тыс. м³/сут., на штуцере диаметром 5 мм. По материалам ГИС пласт полностью газонасыщен.

Газоводяной контакт газовой залежи Южно-Лебединского поднятия (мэотические отложения) принят на отметке – 1019 м.

Залежь – пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная. размеры залежи: длина 1,0 км, ширина 0,8 км, высота 2,8 м, площадь газоносности – 0,76 км².

В таблице 1 приведено описание структурных особенностей залежей Лебединского месторождения.

Средние абсолютные отметки ГВК по продуктивным пластам залежей Лебединского газового месторождения приведены в таблице 2.

Результаты испытаний скважин и особенности строения залежей Лебединского газового месторождения приведены на геологическом разрезе (рисунок 4).

Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I показана на рисунке 5.

Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

Лебединское месторождение с гидрогеологической точки зрения расположено в зоне Азово-Кубанского артезианского бассейна.

Верхний водоносный комплекс на Лебединском месторождении связан с *четвертичными отложениями и с верхним плиоценом* до глубины 110 и 120 м. Водоносными породами являются пески и алевролиты. Статистические уровни вод в скважинах устанавливаются на 1–2 м ниже поверхности земли. Дебиты вод в скважинах – 18–23 м³/сут.

Куяльницкий водоносный комплекс связан с песками и алевролитами в интервале глубин 120–455 м, содержит почти пресные пластовые воды с минерализацией 15–20 мг-экв./л.

Киммерийский водоносный комплекс связан с пачкой песчаников на глубинах 455–650 м, содержит пластовые воды, относящиеся к гидрокарбонатнонатриевому типу с минерализацией до 44 мг-экв./л, дебиты вод изменяются от 100 до 120 м³/сут.

Понтский водоносный комплекс приурочен к прослоям песков различной толщины, заключённых среди плотных глин. Воды этого горизонта изучены по скважине № 3, где при испытании пласта в интервале 726–727 м получен приток газа с водой (дебит воды до 4,5 м³/сут). Пластовая вода относится к хлоридно-кальциевому типу с общей минерализацией 487,8 мг-экв./л (14,4 г/л).

В воде отмечено содержание йода 12,27 мг/л, брома 37,3 мг/л.

Мэотический водоносный комплекс связан с мощными песчано-алевролитовыми прослоями. Воды напорные. Движение потока происходит в северо-западном направлении – в сторону Азовского моря. Пробы пластовой воды мэотического яруса на Лебединском месторождении не отбирались. Химический состав пластовых вод мэотического яруса приводится по аналогии с соседними месторождениями (Фрунзенским, Западно-Красноармейским). Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией 1720–1800 мг-экв./л. В водах отмечается присутствие йода, брома и бора.

Воды сарматских, конкских и караганских отложений на описываемой площади не изучались.

При испытании чокракских отложений в скважине № 5 в интервале 1561–1564 м получен приток воды с минерализацией 23,7 г/л. Вода хлоридно-натриевого типа. Содержание микроэлементов (мг/л): бора – 31,2; брома – 80; йода – 44. Содержание воднорастворённых органических веществ невысокое (мг/л): фенолы – 0,18; бензол – 0,14.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)

В скважинах Лебединского месторождения выполнен комплекс ГИС-бурение, включающий: СК, БКЗ, ИК, БК, МБК, МКЗ, КВ, АК, ГК, НГК, термометрию, инклинометрию, контроль качества цементации. Помимо этого в скважинах №№ 2, 5 и 7 проведён НК-т; в скважинах №№ 5 и 7 – ГК.

Таблица 1 – Характеристика структурных особенностей залежей газа Лебединского газового месторождения

Поднятие	Отложение	Пласт	Пропласток	Тип залежи	Размер (длина, ширина), км	Средняя глубина залегания кровли, абсолютная отметка, (-) м	Высота залежи, м
Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, с «сухим» полем	5,6×1,5	711	17
Восточно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая	1,6×0,3	721	1,6
		II	II ²	пластовая, сводовая, литологически экранированная	1,6×0,3	735	1,2
Западно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, водоплавающая	1,2×0,3	689	3,0
Южно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, водоплавающая	2,2×0,9	764	4,4
	мэотические			пластовая, стратиграфически экранированная	1,0×0,8	1016	2,8

Таблица 2 – Средние абсолютные отметки ГВК по продуктивным пластам

Поднятие	Отложение	Пласт	Пропласток	Номер скважины	Абсолютная отметка ГВК, (-) м		
					по геофизическим данным (подошва газа)	по опробованию скважин	утвержденные и принятые для построения
Лебединское	понтские	II	II ¹	3	719,0	719,2	719,0 (по ГИС)
Восточно-Лебединское	понтские	II	II ¹	2	722,4	–	722,4 (по ГИС)
	понтские	II	II ²		736,0	735,4	736,0 (по ГИС)
Западно-Лебединское	понтские	II	II ¹	8	691,0	690,5	691,0 (по ГИС)
	понтские	II	II ¹		768,4	–	768,4 (по ГИС)
Южно-Лебединское	мэотические			5	1019,0	1016,3	1019,0 (по ГИС)

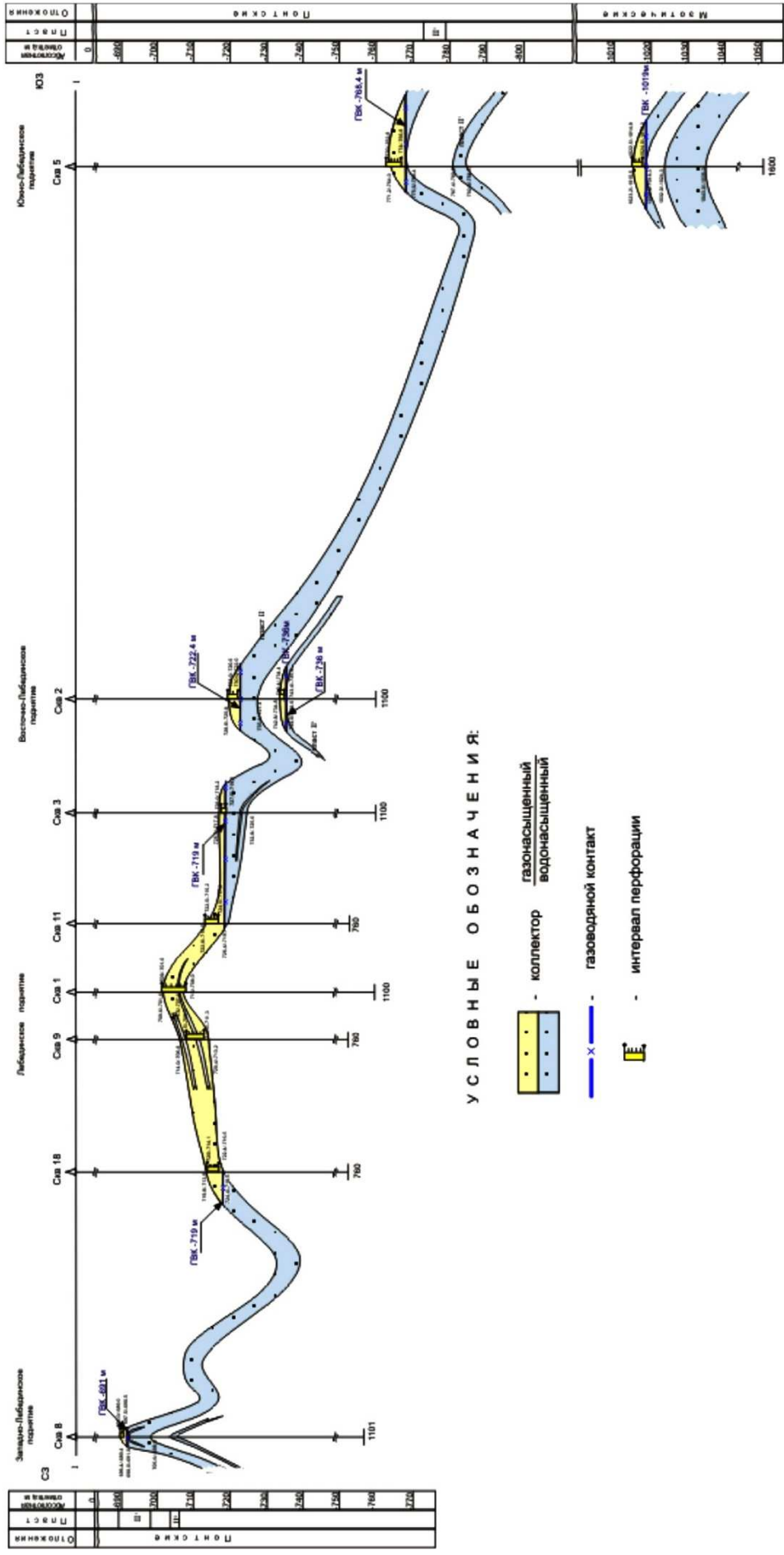


Рисунок 4 – Геологический разрез продуктивных пластов понтских и мозжичских отложений по линии I-I Льбединского газового месторождения

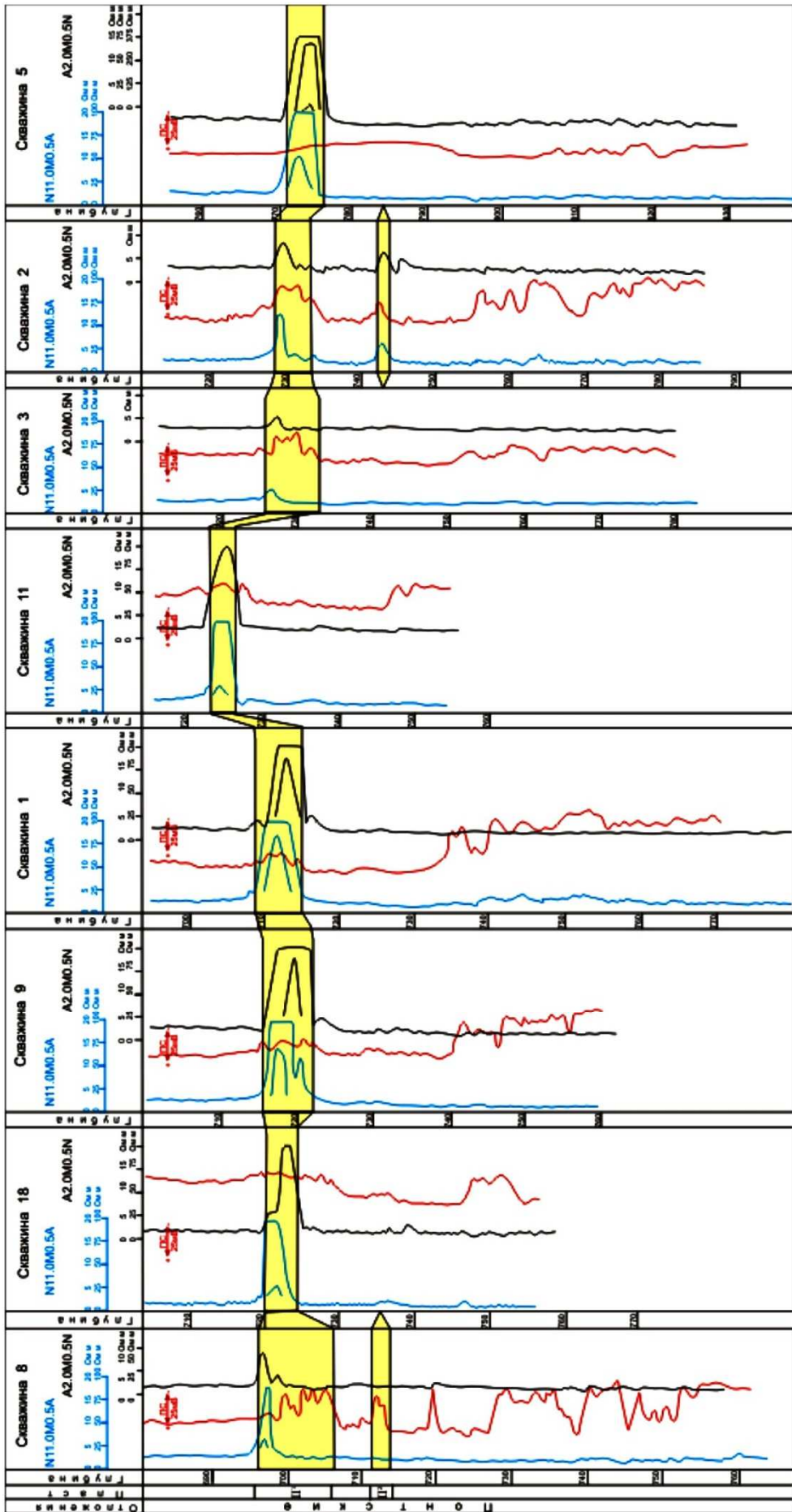


Рисунок 5 – Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I Лебединского газового месторождения

Пласты-коллекторы в разрезе выделялись в соответствии с прямыми качественными признаками коллекторов с использованием данных БКЗ, ПС, кавернометрии и микрометодов.

Коэффициент пористости K_n определялся методом относительного сопротивления $\frac{\rho_{en}}{\rho_e} = f(K_n)$ с использованием обобщенной номограммы для слабосцементированных песчаников. Удельное электрическое сопротивление неизменной полностью водонасыщенной части пласта ρ_{en} определялось по данным ИК, БК и БКЗ. Для коллекторов понтского горизонта УЭС пластовой воды $\rho_e = 0,34$ Ом·м; для коллекторов мэотиса $\rho_e = 0,09$ Ом·м. При подсчёте запасов приняты определённые по данным ГИС следующие значения пористости:

• $K_n^{ГИС} = 0,32$ доли ед. для пласта II Лебединского, Восточно-Лебединского поднятий и отложений мэотиса;

• $K_n^{ГИС} = 0,29$ доли ед. для пласта II Западно-Лебединского и Южно-Лебединского поднятий.

По данным анализов кернa среднеарифметическое значение пористости пласта II понтских отложений $K_n^{кern} = 0,35$ доли ед.; мэотические отложения керном не охарактеризованы.

Коэффициент водонасыщенности K_e определялся по зависимости, рекомендованной Вендельштейном Б.Ю. для гидрофильных коллекторов.

Для подсчёта запасов приняты следующие значения газонасыщенности, определённые по данным ГИС:

• $K_2^{ГИС} = 0,87$ доли ед. для пласта II Лебединского и Восточно-Лебединского поднятий;

• $K_2^{ГИС} = 0,85$ доли ед. для пласта II Западно-Лебединского поднятия;

• $K_2^{ГИС} = 0,89$ доли ед. для пласта II Южно-Лебединского поднятия;

• $K_2^{ГИС} = 0,62$ доли ед. для отложений мэотиса.

По данным анализов кернa коэффициент газонасыщенности не определялся.

За анализируемый период промыслово-геофизические исследования по оценке эксплуатационных характеристик пластов на месторождении не проводились. Значения основных параметров продуктивных пластов – эффективные толщины, коэффициенты пористости, проницаемости, газонасыщенности не уточнялись.

Параметры продуктивных пластов

(пористость, газонасыщенность, проницаемость) по керну и ГИС

Параметры продуктивных пластов понтских отложений определялись на основании комплексного анализа результатов лабораторного исследования кернового материала в скважинах №№ 1 и 6, а также по данным геофизических и газогидродинамических исследований.

Понтские отложения

Пористость коллекторов понтского горизонта Лебединского газового месторождения определялась по результатам анализа кернa (скважины №№ 1 и 6) и по результатам обработки материалов комплекса ГИС. Среднеарифметическое значение коэффициента пористости по керну для понтских отложений составило 0,353.

По материалам ГИС коэффициент пористости определён в скважинах №№ 2, 3, 5 и 8 и по поднятиям составил:

• Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,32;

• Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,29;

• Восточно-Лебединское поднятие:

1) понтские отложения пласт II¹ – 0,32;

2) понтские отложения пласт II² – 0,32;

• Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,29.

Эти значения пористости (по материалам ГИС) приняты при подсчёте запасов и проектировании.

Начальная газонасыщенность по керну не определялась.

По материалам ГИС коэффициент газонасыщенности определён в скважинах №№ 1, 2, 3, 5 и 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,87;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,85;
- Восточно-Лебединское поднятие:
 - 1) понтские отложения, пласт II¹ – 0,87;
 - 2) понтские отложения, пласт II² – 0,87;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,89.

Эти значения газонасыщенности (по материалам ГИС) приняты при подсчёте запасов и проектировании.

Проницаемость понтских отложений определялась в процессе газогидродинамических исследований скважин №№ 1, 2, 3, 5, 8, 9 и 11. Рассчитанная по коэффициенту А уравнения притока проницаемость изменяется от $113 \cdot 10^{-15}$ (скважина № 1) до $2330 \cdot 10^{-15}$ м² (скважина № 8).

Мэотические отложения

Пористость и начальная газонасыщенность коллекторов мэотического горизонта Лебединского газового месторождения по результатам анализа керна (скважины № 5) не определялась.

По материалам ГИС коэффициент пористости определён в скважине № 5 и составил 0,32.

По материалам ГИС коэффициент газонасыщенности определён в скважине № 5 и составил 0,62.

Проницаемость мэотических отложений определялась в процессе газогидродинамических исследований в скважине № 5. Рассчитанная по коэффициенту А уравнения притока проницаемость изменяется от $578 \cdot 10^{-15}$ до $2519 \cdot 10^{-15}$ м².

Физико-химическая характеристика газа

Исследования по определению физико-химического состава газа проводились в лаборатории газогидродинамических исследований ОАО «СевКавНИПИгаз».

Отборы проб производились из скважин №№ 1, 2, 3, 8, 9 и 11, которые вскрыли понтские отложения, и из скважины № 5 при испытании мэотических отложений.

Согласно проведённым анализам состав газа понтских и мэотических отложений очень близок по качественному и количественному содержанию компонентов.

Пластовый газ состоит, в основном, из метана – 99,347 % об., этана – 0,018 % об., углекислого газа – 0,09 % об., азота – 0,545 % об. Относительная плотность газа по составу – 0,558.

Физико-химическая характеристика пластовых вод

При испытании скважины № 3 (Лебединское поднятие, понтские отложения) получен приток газа с незначительным количеством пластовой воды. Результаты анализа воды из скважины № 3 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты анализа воды из скважины № 3 (понтские отложения)

Возраст отложения	понтские		
Интервал перфорации, м	726-727		
Условия отбора	dшт = 4 мм, сепаратор		
Удельный вес / рН	1,009 / 7,0		
Катионы	мг/л	мг-экв./л	%-экв./л
Na ⁺ + K ⁺	5011	217,87	44,66
Ca ²⁺	240	12,00	2,46
Mg ²⁺	122	10,00	2,05
NH ₄ ⁺	73	4,04	0,83

Окончание таблицы 3

Анионы:			
Cl ⁻	8224	232,00	47,56
SO ₄ ²⁻	53	1,11	0,23
CO ₃ ²⁻	не обнаружено		
HCO ₃ ⁻	659	10,80	2,21
Сумма ионов	14382	487,82	100,00
Микроэлементы:			
В	не обнаружено		
J ⁻	12,27	–	–
Br ⁻	37,30	–	–
rNa/Cl	0,94	–	–
r(Cl-Na):Mg	1,41	–	–
Генетический тип воды	хлоридно-кальциевый		

Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод

Многолетний период эксплуатации месторождения свидетельствует о разработке газовых залежей в условиях водонапорного режима, близкого к жёсткому. Подтверждением этому служит значительное отставание темпов падения пластового давления от отборов газа и зависимости приведённого пластового давления в функции накопленного отбора газа.

Бурение дополнительных контрольных и пьезометрических скважин на месторождении не предусматривается. Контроль за режимом разработки залежи рекомендуется осуществлять эксплуатационным фондом скважин.

Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки

Гидродинамические исследования продуктивного пласта-коллектора (смачиваемость, коэффициент вытеснения газа водой и т.д.) лабораторными методами не исследовались.

В процессе эксплуатации рекомендуется проводить контроль за химическим составом, количеством и качеством воды в продукции скважины.

Толщины продуктивных горизонтов

Выделение общих, эффективных и эффективных газонасыщенных толщин продуктивных отложений Лебединского газового месторождения проводилось по материалам ГИС (на основе качественных и количественных критериев) с учётом результатов анализов керна и опробований скважин.

Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

Общая толщина продуктивного пласта на Лебединском поднятии изменяется от 4,6 м (скважина № 18) до 27,2 м (скважина № 11).

Эффективная толщина продуктивного пласта изменяется в интервале от 4,2 м (скважина № 9) до 27,1 м (скважина № 11).

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0 м (скважина № 3) до 5,6 м (скважина № 1). Для проектирования принято средневзвешенное значение эффективной газонасыщенной толщины равное 4,1 м.

Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹ и пласт II²)

Общая толщина продуктивного пласта II¹ понтских отложений на Восточно-Лебединском поднятии составляет 6,6 м (скважина № 2).

Эффективная толщина составляет 6,6 м (скважина № 2).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Восточно-Лебединском поднятии – 0,5 м.

Общая толщина продуктивного пласта II2 понтских отложений на Восточно-Лебединском поднятии – 1,2 м (скважина № 2).

Эффективная толщина – 1,2 м (скважина № 2).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Восточно-Лебединском поднятии – 0,4 м.

Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

Общая толщина продуктивного пласта II1 понтских отложений на Западно-Лебединском поднятии составляет 9,2 м (скважина № 8).

Эффективная толщина – 8,4 м (скважина № 8).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Западно-Лебединском поднятии – 1 м.

*Южно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и мэотические отложения)*

Общая толщина продуктивного пласта II1 понтских отложений на Южно-Лебединском поднятии составляет 5,4 м (скважина № 5).

Эффективная толщина – 4,4 м (скважина № 5).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Южно-Лебединском поднятии продуктивного пласта II1 понтских отложений – 2,77 м.

Общая толщина продуктивного пласта мэотических отложений на Южно-Лебединском поднятии – 19,8 м (скважина № 5).

Эффективная толщина – 13,8 м (скважина № 5).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Южно-Лебединском поднятии продуктивного пласта мэотических отложений составляет 1,46 м.

В таблице 4 представлены величины, характеризующие коэффициенты песчанности и расчленённости разреза.

Таблица 4 – Характеристика неоднородности продуктивного пласта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанности		Коэффициент расчлененности	
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹)				
5	0,906	77,45	2,02	62,36
Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹ / пласт II ²)				
1/1	1,0/1,0	0/0	2,0/1,0	0/0
Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹)				
1	0,91	0	1,0	0
Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹ / мэотические отложения)				
1/1	1,0/0,7	0/0	1,0/2,0	0/0

Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин

Первые газогидродинамические исследования на Лебединском газовом месторождении были проведены в период с 1991 по 1994 годы в поисковых скважинах №№ 1, 2, 3, 5 и 8.

В соответствии с результатами проведённых исследований в проекте ОПЭ, составленном в 1994 году, были обоснованы величины допустимых дебитов газа, депрессии на пласт, а также величины коэффициентов фильтрационных сопротивлений А и В, зависящие от степени несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, параметров пласта и свойств газа. В конце 1996 года месторождение было введено в опытно-промышленную эксплуатацию.

В процессе эксплуатации газодинамические исследования неоднократно проводились в скважинах №№ 1, 3, 5, 9 и 11. В ходе проведённых исследований выполнялись глубинные замеры пластовых и забойных параметров при различных режимах работы скважин, определение дебитов газа, расчёт проницаемости и фильтрационных коэффициентов для составления уравнения притока газа к забою скважин.

После составления последнего проектного документа проведены исследования методом смены стационарных режимов фильтрации в действующей скважине № 1 (Лебединское поднятие) для уточнения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта, депрессий и дебитов газа на различных режимах работы. Результаты исследований скважины № 1 за анализируемый период приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты исследований скважин Лебединского поднятия

Наименование	Количество, шт.		Интервал изменения	Значение
	скважин	измерений		
Начальное пластовое давление, МПа	–	–	–	7,27
Статическое давление, МПа	1	2	6,56–6,58	6,57
Давление на устье работающей скважины, МПа	1	8	6,44–6,51	6,48
Депрессия на пласт, МПа	1	8	0,006–0,019	0,012
Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	1	8	4,23–16,9	16,9
Количество выносимой воды, м ³ /сут.	–	–	–	–
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:				
A, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	1	2	0,0068–0,0082	0,0082
B, (МПа/(тыс. м ³ /сут.)) ²	1	2	0,000481–0,000865	0,000865
C	1	1	0,00392	0,00392
Пластовая температура, °С	1	2	31,6–33,6	33,6
Проницаемость пласта в газовой зоне, ×10 ⁻¹⁵ м ²	1	2	578–681	578

В октябре 2010 года исследование скважины № 1 проведено на трёх режимах фильтрации через штуцера диаметром 2,0; 2,5; 3,0 мм. На каждом режиме определялись дебиты газа, а также устьевые и забойные параметры. При исследовании скважины в диапазоне создаваемых депрессий на пласт от 0,014 до 0,019 МПа дебиты газа изменялись от 4,23 до 9,51 тыс. м³/сут. Пластовое давление составило 7,22 МПа.

Уравнение притока газа к забою скважины имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,0068 \cdot Q + 0,000481 \cdot Q^2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит газа, тыс. м³/сут.

Проницаемость призабойной зоны пласта, рассчитанная по коэффициенту A, составила $681 \cdot 10^{-15}$ м².

В октябре 2011 года исследование скважины проведено на стационарных режимах фильтрации через штуцера диаметром 3,0; 3,5; 4,0 мм прямым и обратным ходом. Перед проведением замеров было определено положение фактического забоя скважины, глубина которого составила 597,0 м (предположительно образование проницаемой песчаной пробки в НКТ). Интервал перфорации от 709 до 716 м.

При исследовании скважины в диапазоне создаваемых депрессий на пласт от 0,006 до 0,012 МПа дебиты газа изменялись от 9,6 до 16,9 тыс. м³/сут. Выноса жидкости в процессе исследования не отмечалось. Согласно результатам проведённых исследований коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили: A = 0,0082 МПа²/(тыс. м³/сут.); B = 0,000865 (МПа/(тыс. м³/сут.))²; C – 0,00392, проницаемость призабойной зоны пласта равна $578 \cdot 10^{-15}$ м². Пластовое давление, замеренное глубинным прибором и пересчитанное на середину интервала перфорации, составило 7,11 МПа.

Анализ результатов исследований свидетельствует об ухудшении условий эксплуатации скважины. Наблюдается снижение проницаемости призабойной зоны пласта с $681 \cdot 10^{-15}$ до $578 \cdot 10^{-15}$ м² и увеличение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В с 0,0068 до 0,0082 и с 0,000481 до 0,000865 соответственно. Наличие коэффициента С в уравнении притока по результатам исследования указывает на создание дополнительного сопротивления в призабойной зоне скважины, что может быть связано с наличием проницаемой песчаной пробки в НКТ на глубине 597 м.

Максимальная депрессия в процессе исследования достигала 0,012 МПа (диаметр штуцера 4,0 мм), дебит газа при этом составил 16,9 тыс. м³/сут. В пределах создаваемой депрессии на пласт максимально допустимый дебит газа не ограничен, вынос воды или разрушение пласта-коллектора отсутствуют. Так как при исследовании скважины депрессии на пласт и дебиты газа были ниже, чем на рабочем режиме, то образование песчаной пробки в стволе НКТ может свидетельствовать о начале разрушения призабойной зоны при эксплуатации скважины в газопромысловый коллектор на рабочем штуцере диаметром 4,5 мм.

Пластовое давление в залежи за период разработки снизилось с 7,27 до 7,11 МПа, или на 2,2 % от начального. Низкий темп падения пластового давления при существующей накопленной добыче газа объясняется тем, что залежь эксплуатируется в условиях проявления водонапорного режима, близкого к жёсткому.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
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. 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.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – 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. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
11. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
12. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
13. Герасимов Д.К. Разработка газового месторождения: расчёт и экономический анализ инвестиционного проекта // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 182–194.
14. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
15. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 170–172.
16. 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.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells: textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – 576 p.
3. 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.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of the oil and gas bearing prospects of the pontic-meothetic deposits of the Coastal group of deposits of the northern board of the Western Kuban pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – p. 13–16.
11. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
12. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – p. 47–50.
13. Gerasimov D.K. Gas field development: calculation and the economic analysis of an investment project // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – p. 182–194.
14. Gutsu A.S., Shiyan S.I. Analysis of the current state and prospects of the Lebedinskoye gas field development // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
15. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of the Markov models to analysis of the oil and gas fields development and well flow rate estimation // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 1. – p. 170–172.
16. Savenok O.V. Theoretical basis for the development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 622.276.43

**ПРИМЕНЕНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА
ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НА ПРИМЕРЕ АРГУНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**APPLICATION OF WATERFLOODING
TO INCREASE OIL RECOVERY AT A LATE STAGE OF OPERATION
USING THE EXAMPLE OF THE ARGUNSKOYE OIL FIELD**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. В статье детально рассмотрены и обобщены основные особенности верхнемеловой залежи Аргунского нефтяного месторождения, геолого-физическая характеристика рассматриваемого пласта и история его разработки, текущее состояние фонда скважин, проведён анализ выработки начальных извлекаемых запасов УВ. Основная цель данной статьи заключается в расчёте варианта с применением системы заводнения для увеличения КИН и сопоставление его с разработкой залежи действующим фондом скважин. По всем вариантам была произведена оценка экономической эффективности, которая показала, что не все предложенные варианты способны достичь утверждённый КИН при положительных экономических показателях. Расчёты вариантов разработки верхнемеловой залежи Аргунского месторождения произведены с использованием полностью адаптированной гидродинамической модели. Проведён анализ выработки запасов и представлены карты остаточных запасов нефти.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; анализ текущего состояния разработки объектов; геологическая модель месторождения; гидродинамическая модель месторождения; адаптация фильтрационной модели на основе анализа истории разработки; заводнение как метод повышения КИН; расчёт и сравнение вариантов разработки месторождения с применением технологии заводнения.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G. T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Orlova Inna Olegovna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G. T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of general mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The article considers and summarizes in detail the main features of the Upper Cretaceous deposits of the Argunskoye oil field, the geological and physical characteristics of the formation in question and the history of its development, the current state of the well stock, and the analysis of the development of initial recoverable hydrocarbon reserves. The main purpose of this article is to calculate the option using a water flooding system to increase the oil recovery factor and to compare it with the development of a deposit by the existing well stock. For all options, an assessment of economic efficiency was carried out, which showed that not all proposed options are able to achieve the approved oil recovery ratio with positive economic indicators. The calculation of the development options for the Upper Cretaceous deposits of the Argunskoye deposit was made using a fully adapted hydrodynamic model. The analysis of reserves development is carried out and maps of residual oil reserves are presented.

Keywords: characterization of the current state of field development; analysis of the current state of development of objects; geological model of the field; hydrodynamic model of the field; adaptation of the filtration model based on the analysis of the development history; water flooding as a method for increasing oil recovery factor; calculation and comparison of field development options using waterflooding technology.

Анализ текущего состояния разработки объекта К₂

На Аргунском нефтяном месторождении выделен один объект разработки – единая гидродинамически связанная верхнемеловая залежь К₂.

Верхнемеловая залежь Аргунского месторождения была введена в эксплуатацию в 1966 году первой скважиной № 206 с дебитом нефти 100–223 тонн/сут., только через 3 года в 1969 году была введена в эксплуатацию ещё одна добывающая скважина № 209, которая способствовала быстрому росту добычи нефти. Уже в 1970–1971 гг. годовая добыча нефти возросла до 370–660 тыс. тонн/год, средний дебит нефти скважин вырос до 538–807 тонн/сут.

В 1971–1974 гг. ежегодно вводилось в эксплуатацию по одной добывающей скважине; залежь разрабатывалась с высокими отборами нефти – 1500–2028 тыс. тонн/год, среднегодовые дебиты отдельных скважин составляли 1100–1800 тонн/сут. Из залежи получали безводную нефть. Максимальный темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов (18452 тыс. тонн) составил в 1973 году 10,99 % в год, от остаточных – 13,06 % в год. После 1974 года годовые уровни отбора нефти были снижены в среднем до 600 тыс. тонн/год, а с 1985 года – до 300–420 тыс. тонн/год, темпы отбора от остаточных утверждённых извлекаемых запасов находились в пределах от 6 % в год до 8–9 % в год.

Добыча нефти с 1996 по 2002 гг. была приостановлена по причине боевых действий в Республике. В 2004–2005 гг. отборы нефти из залежи возросли до 431–420 тыс. тонн/год, темпы отбора от остаточных извлекаемых запасов возросли до 28–52 %/год.

В эксплуатации перебивало 14 добывающих нефтяных скважин. Строение залежи отражено на продольном геологическом разрезе, представленном на рисунке 1.

С 1984 года на верхнемеловой залежи месторождения Аргунское начали обводняться добывающие скважины – это скважины №№ 209, 217 и 219, а в 1985 году – скважины №№ 231 и 250. У этих скважин фильтры находились на низких гипсометрических отметках, и к ним подошёл водонефтяной контакт. В скважинах №№ 218, 230 и 257 также в 1984 году появилось небольшое количество воды, хотя их фильтры находились в присводовой части залежи. Причины появления воды в этих скважинах не ясны, возможно, это связано с притоком воды по разрывному нарушению, а также с наличием серии расщелинных зон в присводовой части антиклинальной складки. В связи с таким интенсивным обводнением в 1984 году средняя обводнённость продукции скважин составила 11,3 %, в последующие годы обводнённость снизилась до 3,0–1,5 %, чему способствовало выбытие из эксплуатации обводнившихся скважин (№№ 219, 231 и 250).

С 1978 года на залежи начала действовать система поддержания пластового давления путём закачки воды. Закачка воды была прекращена в 1994 году. Задержка ввода в эксплуатацию системы ППД до 1978 года связана с невозможностью реализовать проектное решение по закачке воды в нагнетательные скважины, расположенные вдоль контура нефтеносности.

В качестве нагнетательных было пробурено семь скважин, из которых только одна скважина № 259 использовалась по своему прямому назначению.

Четыре скважины №№ 251, 252, 253 и 258 ликвидированы по геологическим и техническим причинам. Скважины №№ 221 и 255 оказались за пределами залежи и в них сбрасывались промысловые воды. Скважина № 259 была сдана под нагнетание воды только 01.09.1981 г.

В связи со снижением пластового давления и невозможностью осуществить запроектованное приконтурное заводнение, под закачку воды были переведены безводные добывающие скважины № 214 (1979 г.) и № 225 (1978 г.).

На 01.01.2019 г. на верхнемеловой залежи нефти перебивало в эксплуатации 13 добывающих скважин, пробуренных в течение 1966–1988 гг. В 1966 году вступила в эксплуатацию первая скважина № 206, в 1969 году – № 209, в 1971 году – № 218, в 1972 году – № 217, в 1973 году – № 214, в 1974 году – № 219, в 1976 году – № 230, в 1977 году – №№ 225, 250 и 257, в 1978 году – № 231, в 1986 году – № 240, в 1988 году – № 242, в 2005 году введена скважина № 244, пробуренная на нижний мел, всего перебивало в эксплуатации 14 скважин.

Скважина № 206 выбыла из эксплуатации по техническим причинам и ликвидирована в 1973 году. Скважины №№ 219, 231 и 250 обводнились и ликвидированы, скважины №№ 225, 214 и 217 переведены под закачку воды.

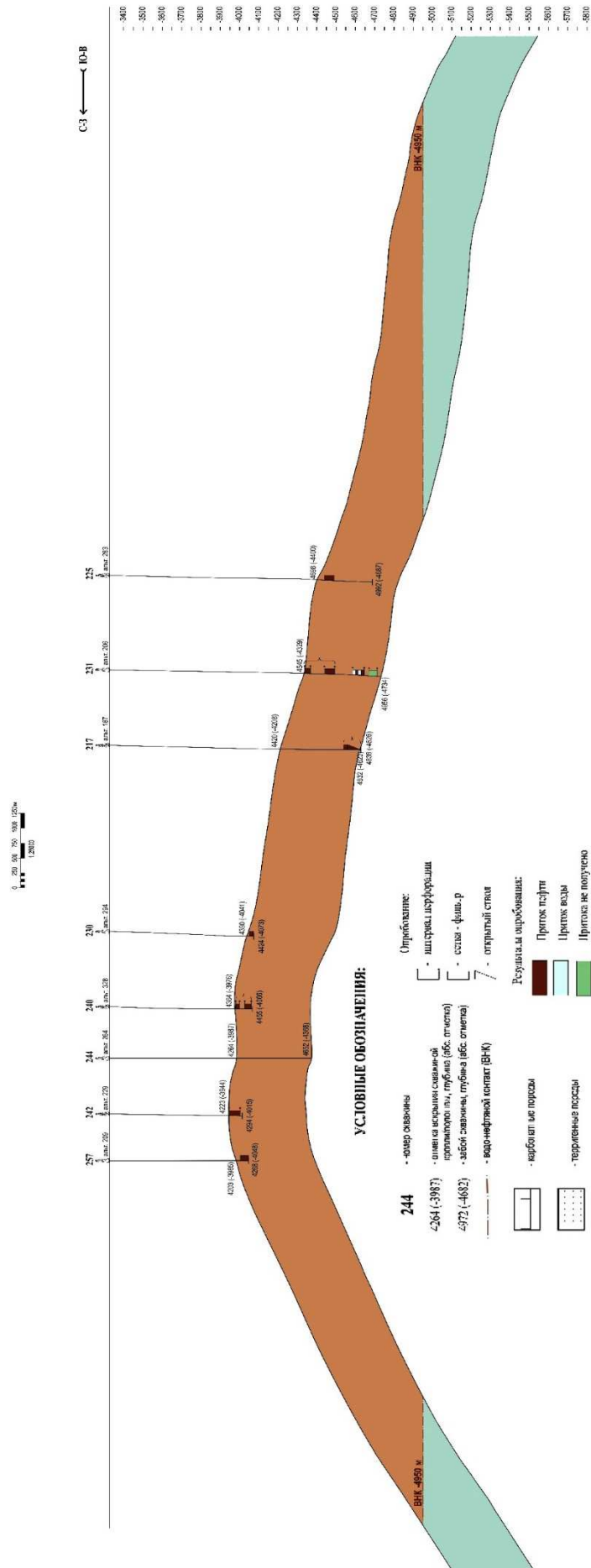


Рисунок 1 – Продольный геологический профиль залежи K₂ Аргунского месторождения

Всего пробурено добывающих скважин 13, переведено с К₁ – одна скважина. Нагнетательных скважин пробурено 7, все они ликвидированы, поскольку оказались в непроницаемой зоне вблизи продольных разрывных нарушений. Для поддержания пластового давления были переведены под закачку воды 3 добывающие скважины. Всего продуктивную толщу вскрыли 15 скважин, из которых скважины №№ 225, 250, 206, 231 и 259 – ликвидированы, скважины №№ 219, 209, 214, 217, 218, 225, 230, 240, 242, 206, 257, 250, 231 и 244 – перебивали в добыче нефти (всего 14 скважин), пробурена под закачку воды скважина № 259. По состоянию на 01.01.2019 г. скважина № 242 является единственной действующей добывающей скважиной. Характеристика фонда скважин Аргунского месторождения приведена в таблице 1.

По состоянию на 01.01.2019 г. из залежи отобрано 18731 тыс. тонн нефти, 19734,4 тыс. тонн жидкости и 8896 млн м³, попутного газа. В 2018 году годовая добыча нефти составила 0,365 тыс. тонн, жидкости – 4,0 тыс. тонн, среднегодовая обводнённость 99,2 %, действующий фонд добывающих скважин 1. Закачка воды ведётся через 2 нагнетательные скважины.

Динамика изменения основных технологических показателей разработки приведена на рисунке 2.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин Аргунского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	13 (219, 209, 214, 217, 218, 225, 230, 240, 242, 206, 257, 250 и 231)
	Возвращено с других горизонтов	1 (244)
	Переведена на другой горизонт	1 (244)
	Всего	14
	В том числе:	–
	Действующие	1
	из них фонтанные	1 (242)
	ЭЦН	–
	Бездействующие	2 (214 и 240)
	В освоении после бурения	–
	В консервации	–
	Переведены под закачку	–
	Наблюдательные	4 (209, 218, 230 и 257)
	В ожидании ликвидации	–
	Ликвидированные	5 (225, 250, 206, 231 и 219)
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	1 (259)
	Возвращено с других горизонтов	–
	Всего	4
	В том числе:	–
	действующие	–
	из них фонтанные	–
	ЭЦН	–
	Бездействующие	2
	В освоении после бурения	–
	В консервации	–
	Переведены под закачку	2
	Наблюдательные	–
	В ожидании ликвидации	–
Ликвидированные	2	

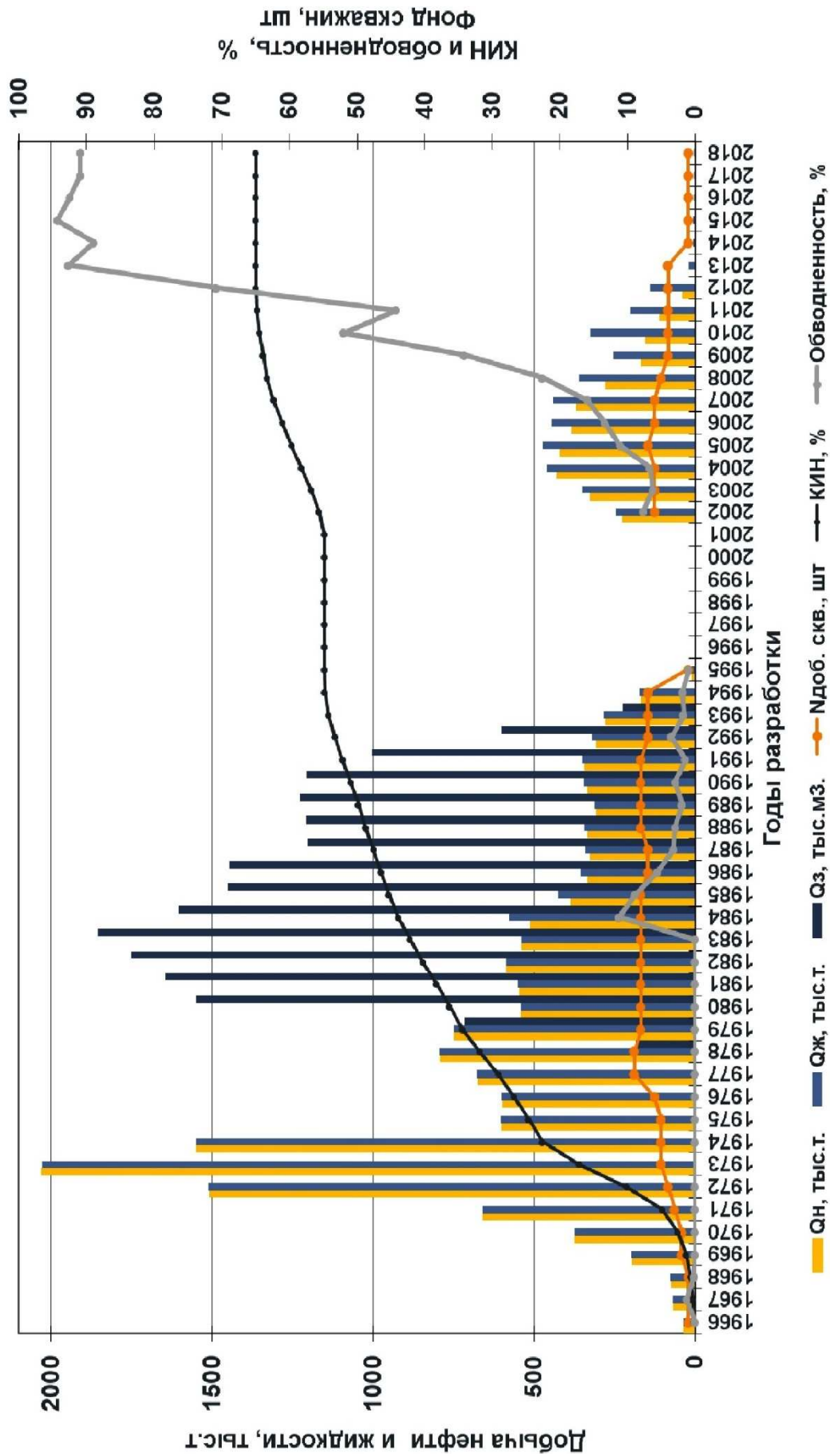


Рисунок 2 – Динамика изменения основных технологических показателей разработки залежи K₂

Карты начальных нефтенасыщенных толщин и остаточных нефтенасыщенных толщин представлены на рисунках 3 и 4 соответственно. Также на рисунках 5 и 6 представлены карты накопленных и текущих отборов.

Анализ энергетического состояния

Начальное пластовое давление в залежи принято на уровне 65,3 МПа (– 3900 м).

Ко времени начала закачки воды в залежь 1978 года пластовое давление снизилось до 38,8 МПа. Закачка велась с различными темпами – до 1700–1850 тыс. м³/год, годовая компенсация отбора пластовых жидкостей закачкой была близка к 100 %, а в отдельные годы 1983–1990 гг. составляла 110–120–140 %. Это позволило повысить пластовое давление в зоне отбора на 8,7 МПа, т.е. с 38,8 МПа до 47,5 МПа (в 1991 г.). Динамика изменения пластового давления приведена на рисунке 7.

В 2018 году в скважине № 257 проведён замер пластового давления, приведённое давление составило 32,0 МПа.

Поддержание пластового давления и закачкой воды в пласт с 1978 года способствовало стабилизации, а в дальнейшем и увеличению пластового давления, что положительно сказалось на условии фонтанирования скважин. В данный момент на месторождении ведётся утилизация собственной воды.

Верхнемеловая залежь Аргунского месторождения отличается высокой начальной пластовой температурой – 166 °С. Общий объём закачанной в залежь воды по состоянию на 01.01.2019 г. составляет 18876,5 тыс. м³.

Анализ выработки запасов

Начальные геологические запасы нефти по категории А + В₁ составляют 28832 тыс. тонн, извлекаемые – 18885 тыс. тонн. Утверждённый КИН по категории А + В₁ – 0,655.

Длительность эксплуатации скважин и величины суммарных отборов зависят от их положения на структуре, времени ввода, способа эксплуатации и других причин (пластовое давление, коллекторские свойства, состояние призабойной зоны пласта, техническое состояние скважины и т.д.).

В процессе вытеснения нефти объекта К₂ за весь период разработки участвовал практически один и тот же вид энергии: пластовых законтурных вод, а также упругих сил пластов. В период доразработки вытеснение нефти будет осуществляться преимущественно законтурной водой.

Промыслово-геофизические исследования по определению текущей нефтенасыщенности и положения водонефтяного контакта не проводились. Текущее положение ВНК определено по обводнённости добывающей скважины и по результатам расчётов в гидродинамической модели.

На 01.01.2019 г. отобрано 99,2 % от утверждённых начальных извлекаемых запасов нефти категории А + В₁. Темп отбора от НИЗ составил в 2014 году 0,003 % при обводнённости 88,9 %; в 2015 году темп отбора от НИЗ составил 0,002 % при обводнённости 94,3 %; в 2016 темп отбора от НИЗ составил 0,002 % при обводнённости 92,5 %; в 2017 году соответственно 0,002 % при обводнённости 90,9 %. В 2018 году темп отбора от НИЗ составил 0,002 % при обводнённости 90,9 %.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти по объекту К₂ составляет 18731,4 тыс. тонн, или 99,2 % от НИЗ. Текущий КИН составляет 0,650 доли ед. Основные показатели выработки запасов показаны на рисунке 8.

Выводы по текущему состоянию разработки

По результатам проведённого анализа разработки месторождения можно сделать следующие выводы:

- выделен один объект разработки – единая гидродинамически связанная верхнемеловая залежь – К₂;
- энергетическое состояние залежи неудовлетворительное, снижение пластового давления связано с высокими темпами отбора жидкости на начальном этапе разработки. Поддержание пластового давления закачкой воды в пласт в период с 1978 по 1993 год способствовало увеличению пластового давления, что положительно сказалось на условии фонтанирования скважин. Для достижения КИН, числящегося на Госбалансе, требуется организация системы ППД;

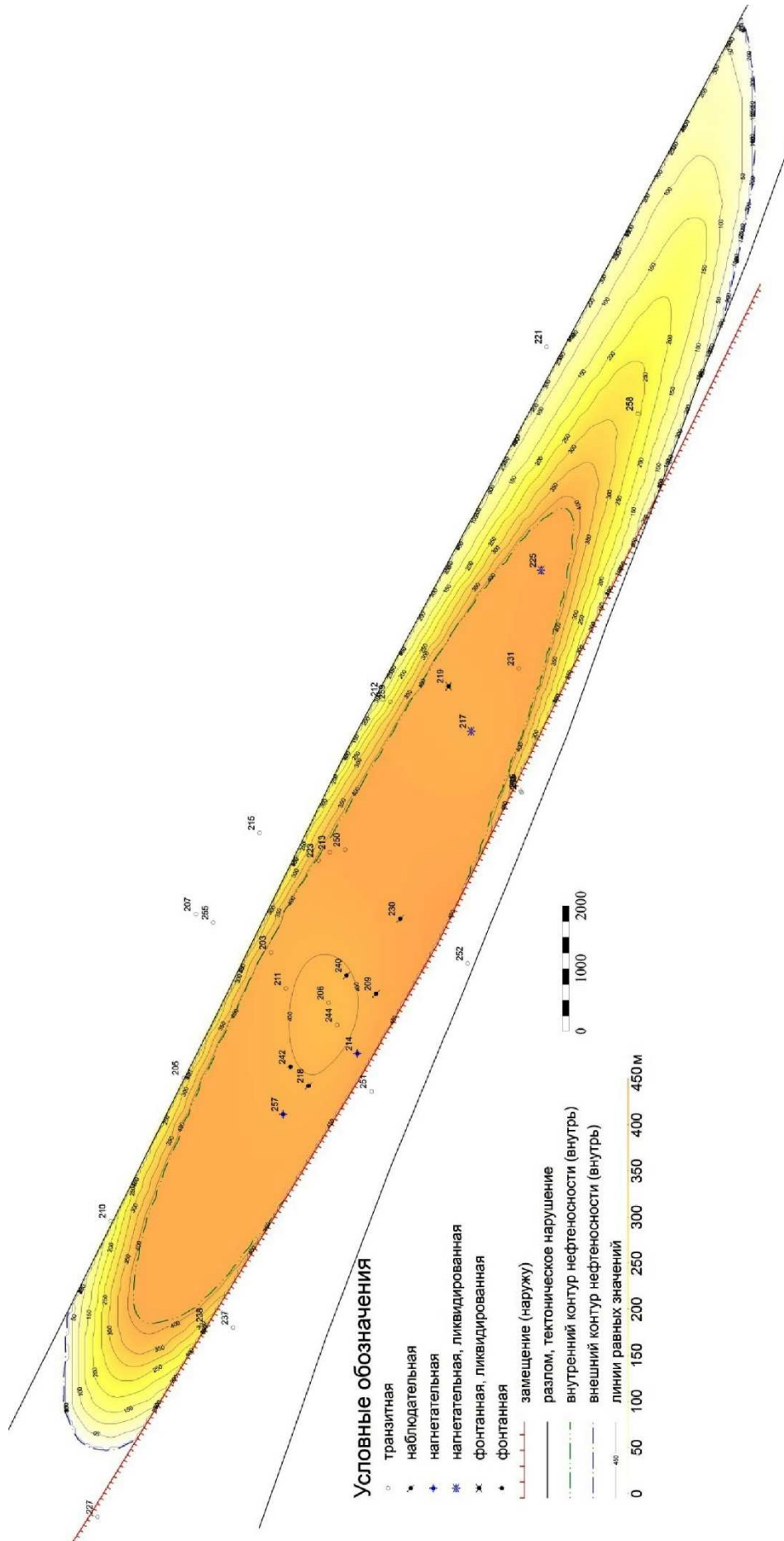


Рисунок 3 – Карта начальных нефтенасыщенных толщин залежи К₂ Аргунского месторождения

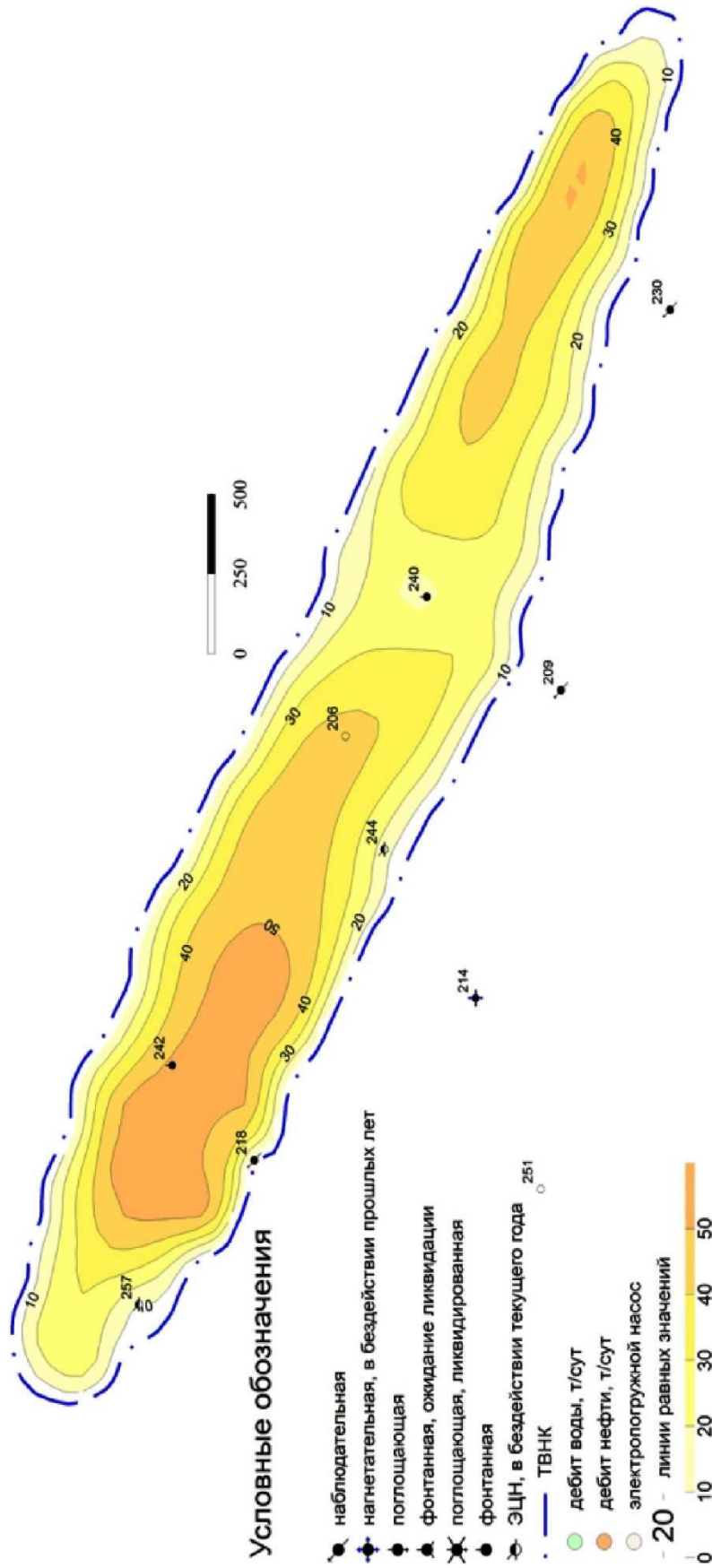


Рисунок 4 – Карта остаточных нефтенасыщенных толщин залежи К₂ Аргунского месторождения

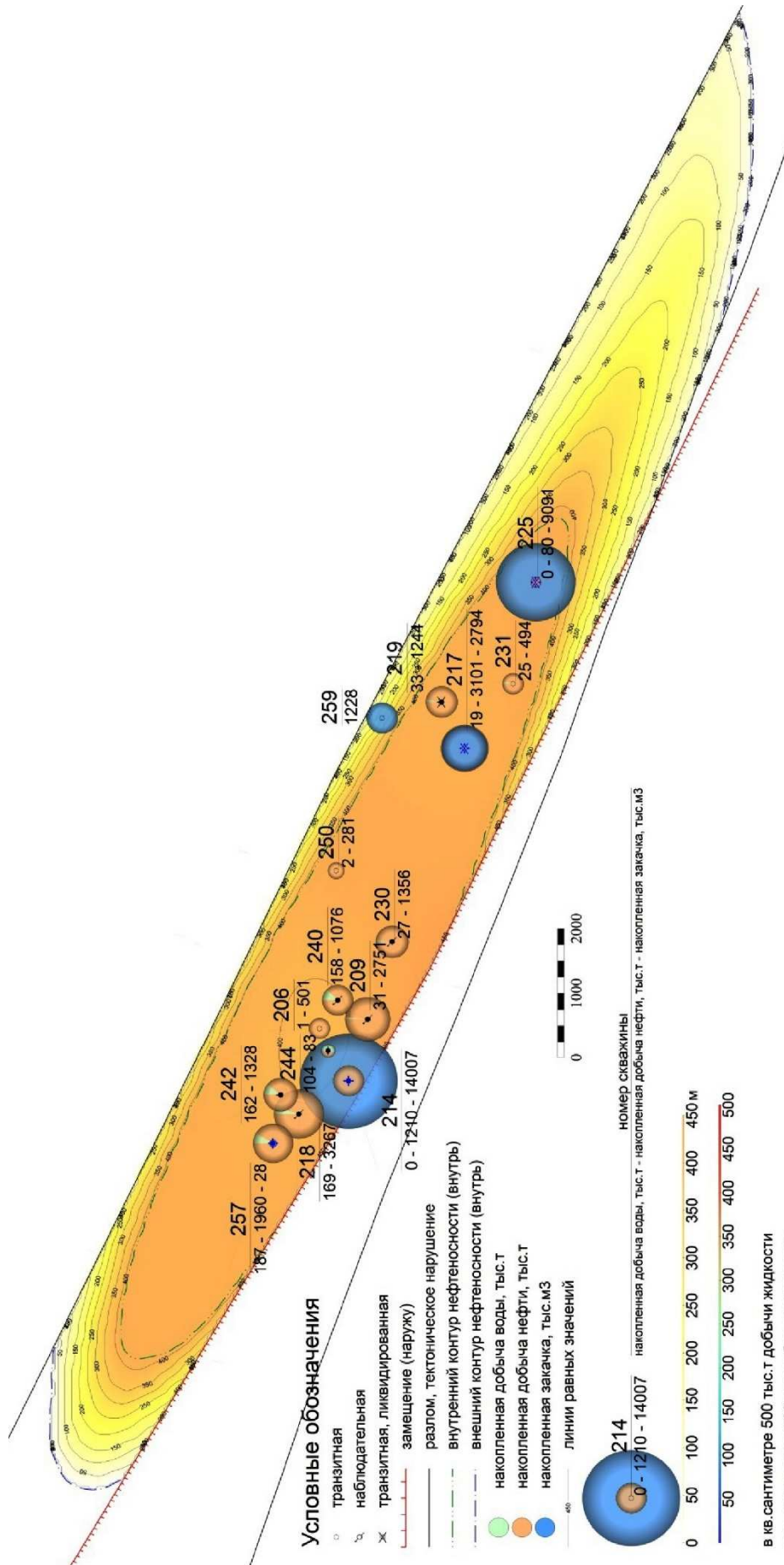
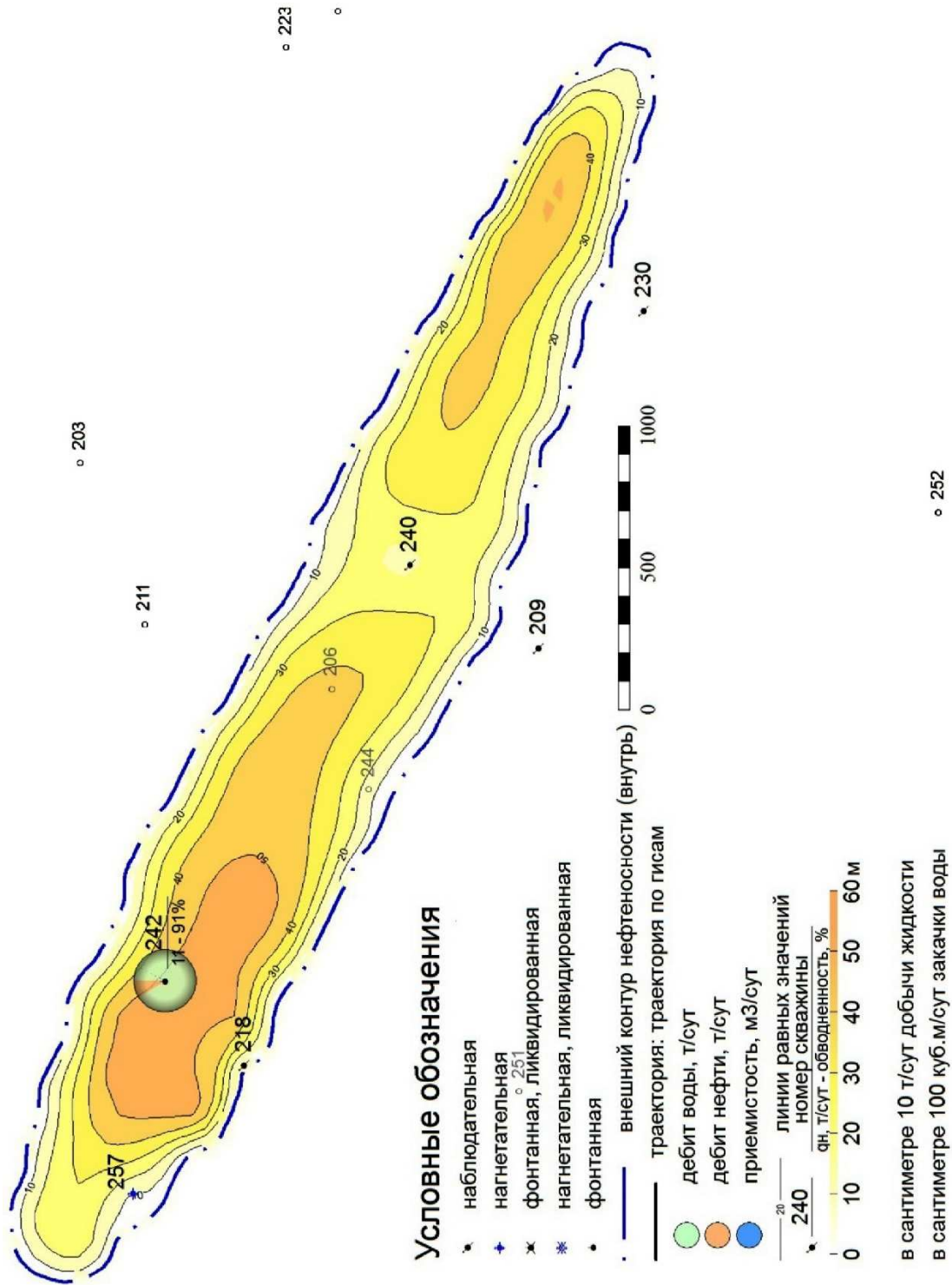


Рисунок 5 — Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2019 г. залежи К₂ Аргунского месторождения



- состояние фонда скважин неудовлетворительное, залежь разрабатывается одной аварийной скважиной № 242. Скважина эксплуатируется фонтанным способом;
- на залежи остались запасы, которые не будут выработаны в силу падения пластового давления ниже давления насыщения. Необходима организация системы ППД для дальнейшей выработки остаточных запасов и проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) для увеличения КИН;
- с применением технологии заводнения достигается утверждённый КИН. Применение данных мероприятий способствует вовлечению в разработку остаточных запасов нефти и тем самым является эффективным методом выработки запасов, числящихся на Госбалансе.

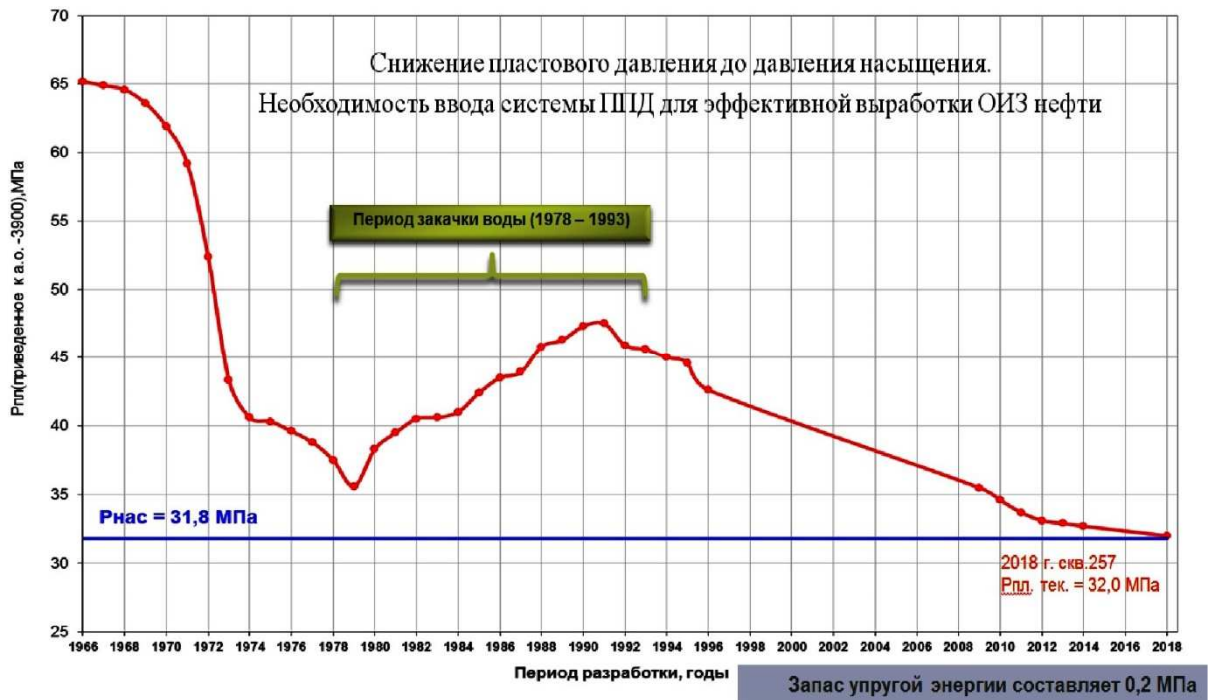


Рисунок 7 – Динамика изменения пластового давления

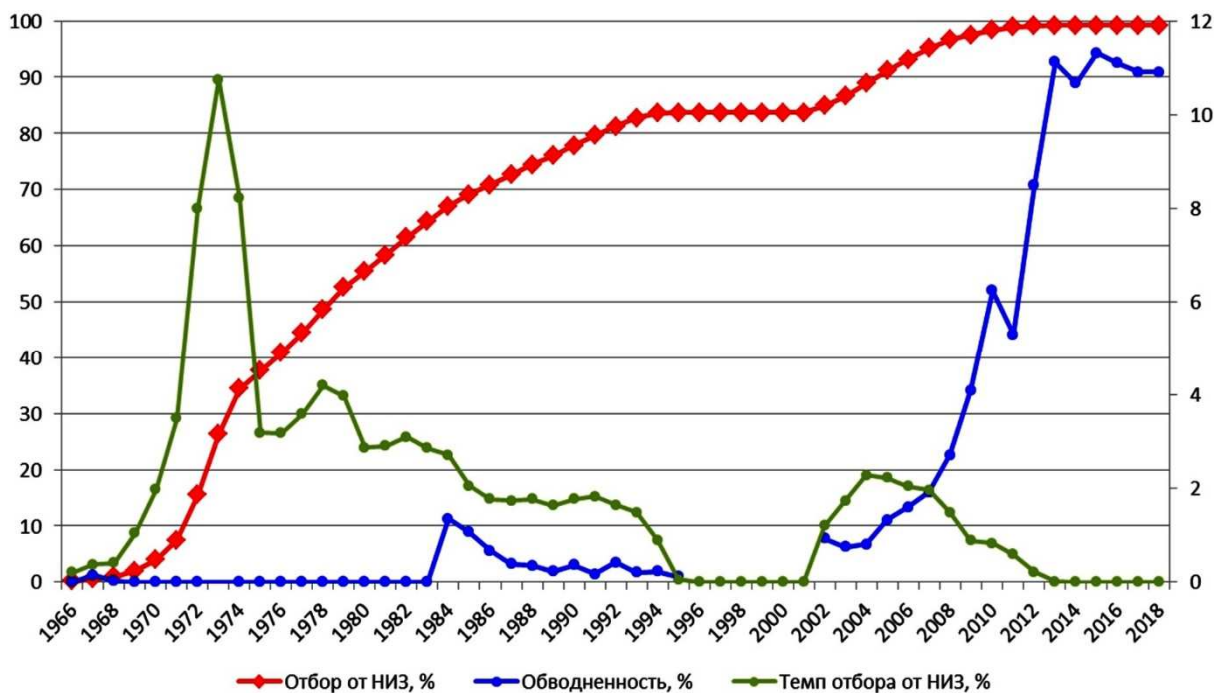


Рисунок 8 – Основные показатели выработки запасов нефти

Геологическая модель месторождения

В целях решения практических задач по дальнейшей оптимизации разработки месторождения, определения числа разведочных, добывающих и нагнетательных скважин, расположения их по площади месторождения, выполнено трёхмерное геологическое моделирование продуктивных горизонтов.

Исходной информацией послужили данные структурного, поисково-разведочного, эксплуатационного бурения, ГИС и изучения керна. При структурных построениях использовались результаты стратификации разрезов скважин, полученные в процессе выполнения данной работы.

По объектам моделирования строилась структурная геологическая модель, с дальнейшей интерполяцией ФЕС, литологии и насыщения флюидом в пределах, ограниченных поверхностями подошвы и кровли пласта.

Методика построения цифровой геологической модели

Моделирование продуктивных резервуаров происходило поэтапно и заключалось в выполнении следующих видов работ:

- подготовка исходных данных, загрузка и контроль качества;
- структурное моделирование;
- литологическое моделирование;
- петрофизическое моделирование;
- подсчёт запасов нефти и газа.

Полученная трёхмерная цифровая геологическая модель является основой для гидродинамического моделирования.

Выбор шага горизонтальной сетки. Размерность сетки определялась с учётом размеров месторождения и расстояния между скважинами.

Выбор шага вертикальной сетки. При моделировании объектов подсчёта шаг определялся точностью проведенной интерпретации материалов ГИС, общей толщиной коллектора и количеством прослоев по пласту. Выбранный таким образом размер ячейки позволяет максимально учесть послойное изменение геофизических параметров. Нарезка сетки пропорциональная.

Основные геометрические параметры геологических моделей продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Размерность геологических моделей продуктивных пластов

Количество ячеек в модели	Размерность ячеек, м	Средняя толщина ячеек, м	Тип
1180200	100×100	4,2	пропорциональный

Структурное моделирование

Структурное моделирование объектов включает в себя построение структурных поверхностей и карт общих толщин. Структурная модель продуктивного горизонта К2 схематично представлена на рисунке 9.

Исходя из вышеизложенного, построение литологической модели верхнего мела свелось к присваиванию значения 1 (коллектор) по всем ячейкам параметра литологии, за исключением юго-западной части верхнемеловой залежи в области отсутствия трещиноватости, где было задано значение 0 (не коллектор).

Построение модели насыщения пластов флюидами

По промыслово-геофизическим материалам коэффициент нефтенасыщенности не оценивался в связи с отсутствием методики.

Для ряда месторождений Чеченской Республики, в том числе и для Аргунского, с учётом характеристик трещин и характера пересечения каверн трещинами установлена величина их нефтенасыщенности, принятая равной 0,85.

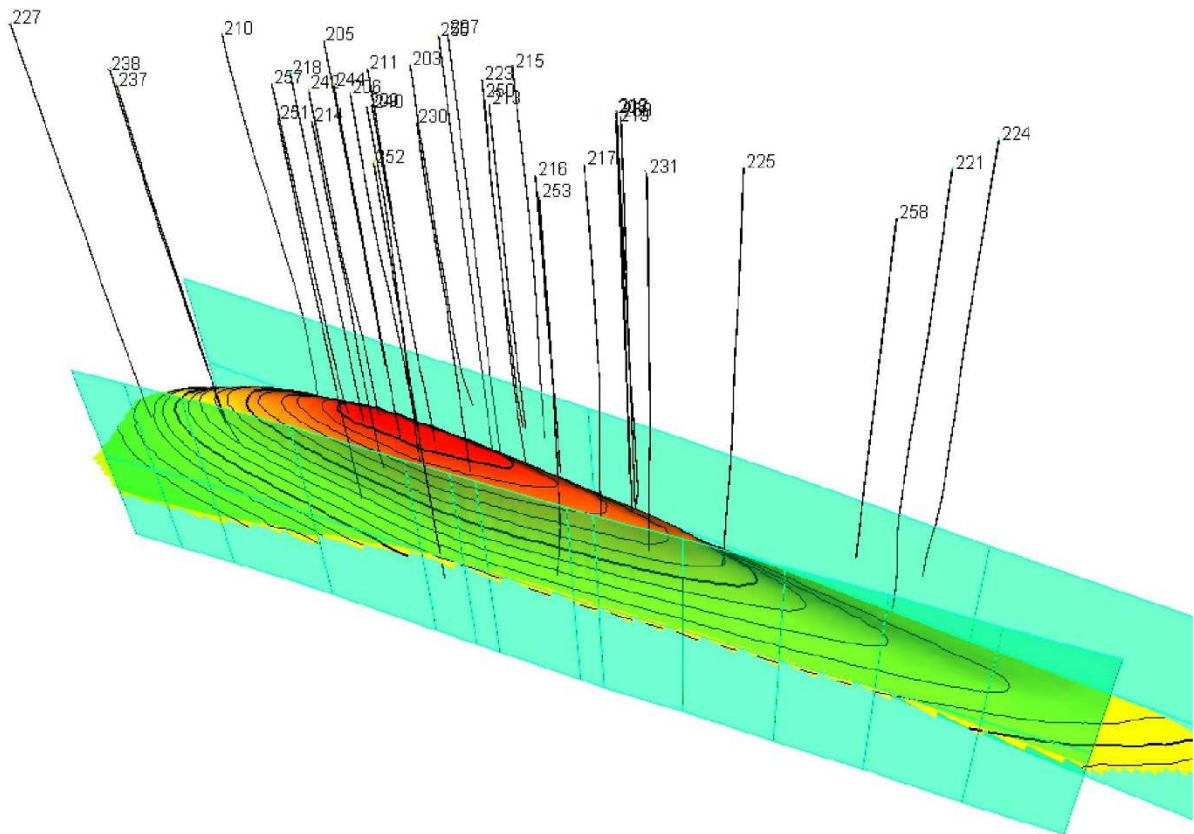


Рисунок 9 – Структурная модель пласта К₂

Результат работы модуля Pillar Gridding

Вертикальный размер ячеек подбирался исходя из геологической неоднородности по скважинам (анализировалось распределение толщин пропластков, имеющих одинаковую пористость).

Количество ячеек, полученное при выбранной дискретизации модели, позволяет обойтись без последующего апскейлинга геологической модели. Результат работы модуля Pillar Gridding приведён на рисунке 10.

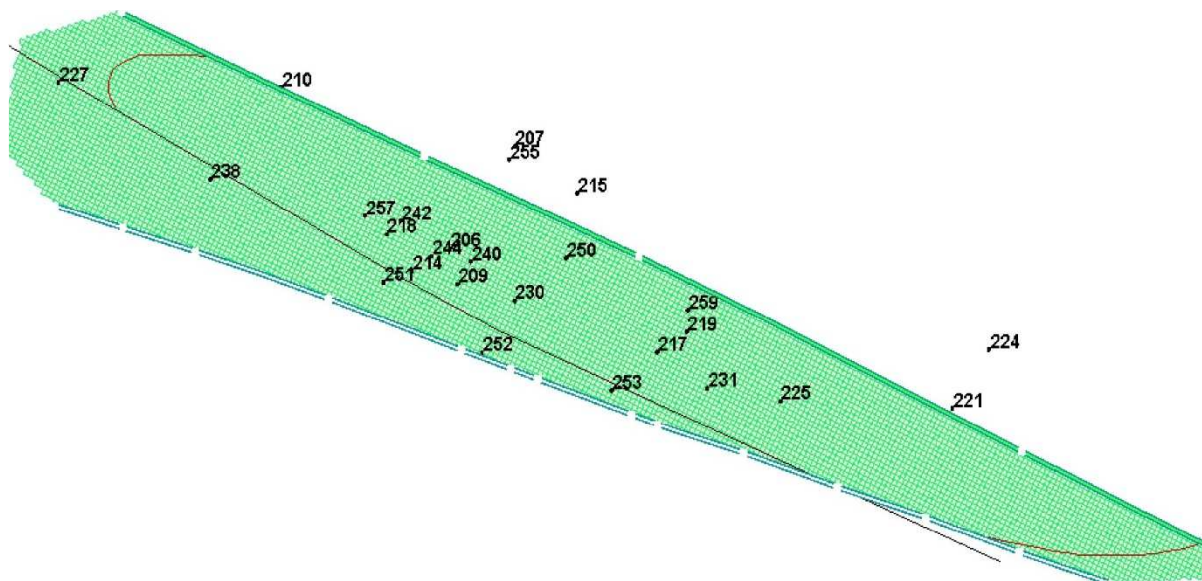


Рисунок 10 – Результат работы модуля Pillar Gridding

На основании выполненного сравнительного анализа можно говорить о высокой степени достоверности геологической модели.

Характеристика методики и программного обеспечения для построения ЦФМ

Одним из основных направлений в повышении качества и обоснованности проектных решений является использование методики трёхмерного численного моделирования продуктивных пластов.

Для идентификации гидродинамических параметров Аргунского месторождения и последующего выполнения прогнозных расчётов технологических показателей по вариантам разработки была выбрана трёхмерная модель фильтрации флюида в пористой среде.

Моделирование основано на численном (конечно-разностном) методе решения системы уравнений в частных производных, описывающих трёхмерную фильтрацию флюида в пористой среде.

Моделью учитываются гравитационные силы, сжимаемость пласта и насыщающих его флюидов, фазовые превращения углеводородных компонентов, влияние градиентов пластового давления на остаточные насыщенности нефтью и водой, неоднородность пласта по проницаемости и толщине.

Симулятор позволяет рассчитывать показатели разработки нефтяной, водонефтяной, газовой, водогазовой или нефтегазовой залежей.

Скважины могут вводиться не одновременно и размещаться на залежи, как по регулярной системе, так и произвольно. На скважинах можно поддерживать либо дебиты по сумме фаз, либо давления на забоях.

На границах моделируемого участка залежи четырёхугольной формы могут быть заданы краевые условия первого рода – фиксированное пластовое давление, второго рода – фиксированный расход жидкости через границу (нулевой расход соответствует непроницаемой границе) и третьего рода – фиксированная линейная связь между переменными: расходом через границу и пластовым давлением на ней.

Относительные фазовые проницаемости, используемые в модели, учитывают закономерности фильтрации флюидов на микро и макроуровнях. Лабораторным путём находятся относительные фазовые проницаемости для нефти при остаточной (связанной) воде или воды при остаточной нефти. Закономерности фильтрации на макроуровне основываются на слоистой неоднородности пласта.

Обоснование выбора типа модели

Геологическая модель Аргунского месторождения состоит из:

- каркаса модели;
- 3D распределения литологии (коллектор/неколлектор).

Параметры пористости, проницаемости взяты из геологической модели без масштабирования. Для гидродинамического моделирования Аргунского месторождения была принята модель двухфазной фильтрации: нефть с растворённым газом и пластовая вода. Такой способ задания модели обоснован, поскольку давление насыщения нефти газом равно 31,8 МПа значительно ниже начального (65,8 МПа) давления.

Поэтому для гидродинамического моделирования Аргунского месторождения были заданы зависимости физико-химических (PVT) свойств пластовой нефти (объёмный коэффициент, вязкость в пластовых условиях) от давления. Объёмный коэффициент при начальном пластовом давлении равен обратной величине от пересчётного коэффициента, принятого при подсчёте геологических запасов. Плотность нефти в стандартных условиях задана равной принятой для подсчёта запасов.

Законтурная водоносная область была задана в виде численного аквифера (AQUIFER), параметры которой (протяженность, площадь поперечного сечения, пористость, проницаемость) также послужили функциями адаптации ГДМ к истории разработки.

Обоснование размерности сеток и схемы выделения слоёв моделей

Геометрия месторождения задаётся регулярной неравномерной сеткой. Для наилучшей аппроксимации трёхмерной структуры пласта была использована геометрия угловой точки (corner-point).

Средний размер ячеек по направлению осей X и Y равен 100,0 м. Средняя толщина ячеек модели составляет 4,21 м. Геологическая модель передана для гидродинамического моделирования без ремасштабирования.

Сравнение размерностей трёхмерных геологической и фильтрационной моделей приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение размерностей трёхмерных ГМ и ФМ

Объект	Модель	Число блоков сетки по трём направлениям			Количество ячеек	Количество активных ячеек
		NX	NY	NZ		
Пласт K ₂	Геологическая	253	26	100	657800	546434
	Фильтрационная	253	26	100	657800	546434

Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов

PVT-свойства флюидов были введены в гидродинамическую модель в виде таблиц, как зависимости параметров от давления. При моделируемой изотермической фильтрации заданы зависимости вязкости нефти, воды, газа, объёмных коэффициентов, газосодержания, сжимаемости нефти от давления при пластовой температуре. Данные по основным свойствам флюидов (PVT) представлены в таблице 4.

Таблица 4 – PVT свойства флюидов, заданные при моделировании

Параметры	Объект K ₂
Вязкость нефти, мПа·с	0,186
Плотность нефти, г/см ³	0,808
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	2,326
Давление насыщения нефти газом, МПа	31,8
Газосодержание, м ³ /т	469
Вязкость воды, мПа·с	0,36

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления

Кривые относительных фазовых проницаемостей для Аргунского месторождения рассчитаны по корреляциям Corey&Brooks с учётом концевых точек, а затем модифицированы для адаптации модели на историю разработки.

Модифицированные при адаптации и принятые в модели функции фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода», «газ – нефть» представлены на рисунке 11.

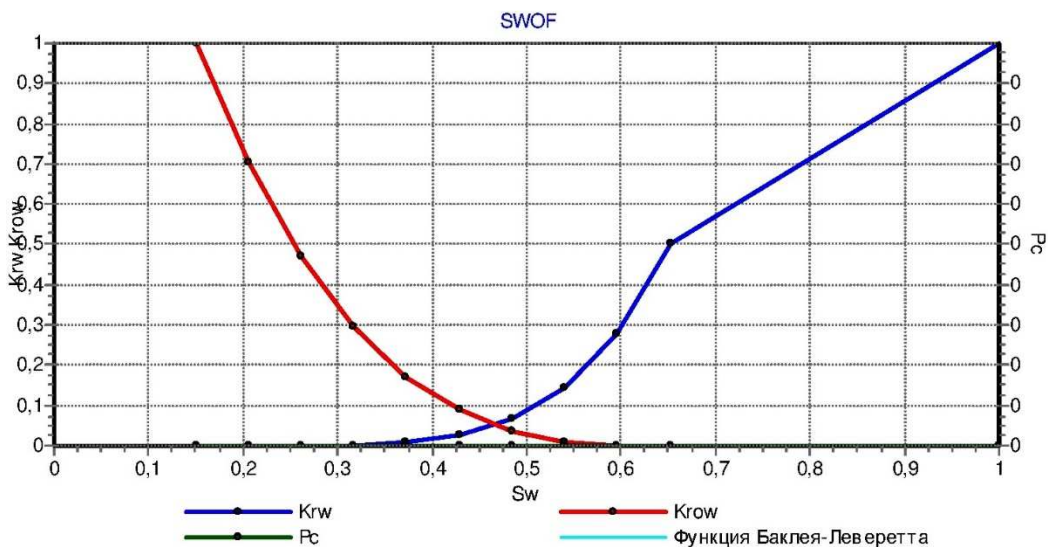


Рисунок 11 – Модифицированные относительные фазовые проницаемости по нефти (пласт K₂)

Начальные условия

Начальное насыщение модели Аргунского месторождения задавалось с помощью опции гидростатического выравнивания и использования куба водонасыщенности из геологической модели. Уровни ВНК взяты в соответствии с результатами опробования скважин.

Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки

При построении ГДМ были учтены данные о режимах работы скважин, номера скважин, сеточные координаты скважин, данные о месячных отборах по скважинам и по фазам (газ, вода), интервалы перфораций, коэффициент эксплуатации. В модели реализован контроль скважин по дебиту жидкости.

Целью адаптации моделей было добиться адекватного описания процессов фильтрации. Критерием качества адаптации являлось соответствие следующих расчётных параметров фактическим: дебиты нефти по скважинам и пластового давления.

Гидродинамические модели сааптированы к геологическим запасам нефти. Значения пористости и нефтенасыщенности в гидродинамической модели, площадь нефтеносности, объём нефтенасыщенных пород совпадают с фактическими параметрами. В модели реализован контроль скважин по дебиту жидкости. Динамика обводнённости скважин адаптировалась при помощи относительных фазовых проницаемостей и вертикальной анизотропии проницаемости.

Результаты адаптации фильтрационной модели месторождения приведены на рисунках 12 и 13.

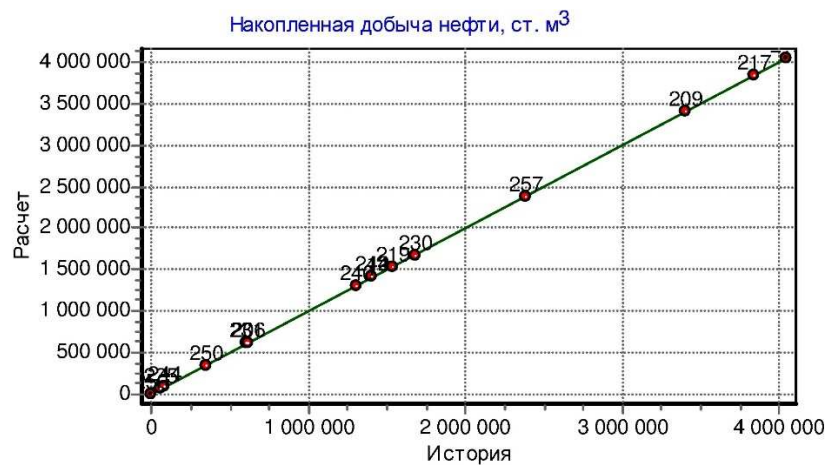


Рисунок 12 – Кросс-плот по накопленной добыче нефти

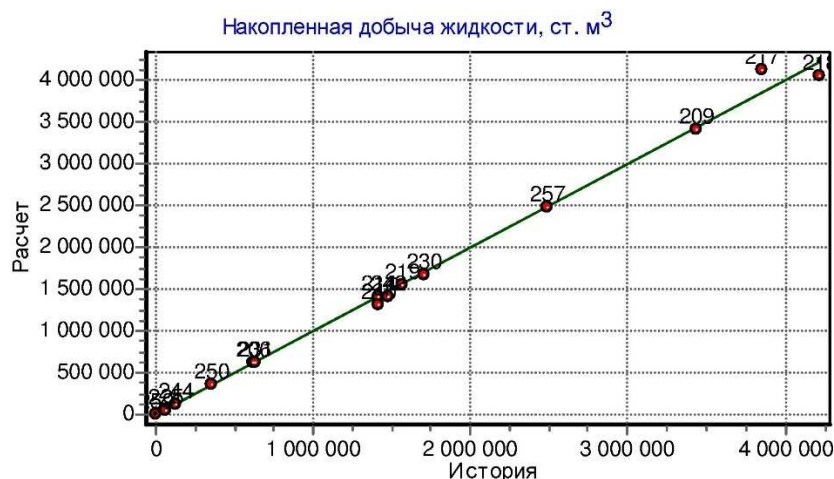


Рисунок 13 – Кросс-плот по накопленной добыче жидкости

Заводнение как метод повышения КИН и его принцип

Технология заводнения продуктивных пластов является одним из самых наиболее интенсивных и экономически эффективных способов воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 тонну добываемой нефти. С его помощью в СССР в начале 80-х годов прошлого столетия было добыто свыше 90 % нефти.

В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают: законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение. На многих месторождениях применяют сочетание этих разновидностей. Недостаточное продвижение контурных вод в процессе разработки, не компенсирующее отбор нефти из залежи, сопровождающееся снижением пластового давления и уменьшением дебитов скважин, обусловило возникновение метода законтурного заводнения. Сущность этого явления заключается в быстром восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта.

Важным достоинством, которым обладает технология заводнения, является увеличение нефтеизвлечения, поэтому способ можно применять вместо уплотнения сеток добывающих скважин. Использование таких работ позволяет сэкономить на освоении месторождения.

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением заводнения привел к следующим основным выводам: Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.

Приконтурное заводнение применяется для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части. При нём нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности. Метод приконтурного заводнения по сравнению с другими, более интенсивными методами, не может обеспечить в течение короткого срока достижение максимального уровня добычи, но позволяет за более длительный промежуток времени сохранить достаточно высокий стабильный уровень добычи.

Расчёт и сравнение вариантов разработки месторождения с применением системы заводнения

Для дальнейшей разработки залежи рассчитаны два варианта разработки.

Базовый вариант

Упруговодонапорный режим, сложившаяся система разработки, разработка залежи действующим фондом скважин (№ 242).

Общий фонд – 13 скважин, в т.ч. добывающих – 1, ожидающих ликвидации – 4, ликвидированных – 8.

Накопленная добыча нефти – 18732,7 тыс. тонн.

Достижение КИН = 0,650; $K_{\text{выт}} = 0,830$; $K_{\text{охв}} = 0,783$, ПСС = 371 га/скв.

Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту K_2 по базовому варианту представлена на рисунке 14.

По рассчитанному варианту остаются не выработанными запасы в размере 152,7 тыс. тонн. Для довыработки этих запасов рассчитан вариант с применением системы заводнения.

Вариант 1

В дополнение к базовому варианту планируется организация системы заводнения с целью ППД с выводом из наблюдения двух скважин, КРС, РИР в скважинах №№ 242 и 240 в 2020 году.

Общий фонд – 13 скважин, в т.ч. добывающих – 2, нагнетательных – 2, ожидающих ликвидации – 2, ликвидированных – 7.

Вывод из ожидания ликвидации под закачку – 2 скважины.

Накопленная добыча нефти – 18885 тыс. тонн.

Достижение КИН = 0,655; $K_{\text{выт}} = 0,830$; $K_{\text{охв}} = 0,789$, ПСС = 371 га/скв.

Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту K_2 по варианту 1 представлена на рисунке 15.

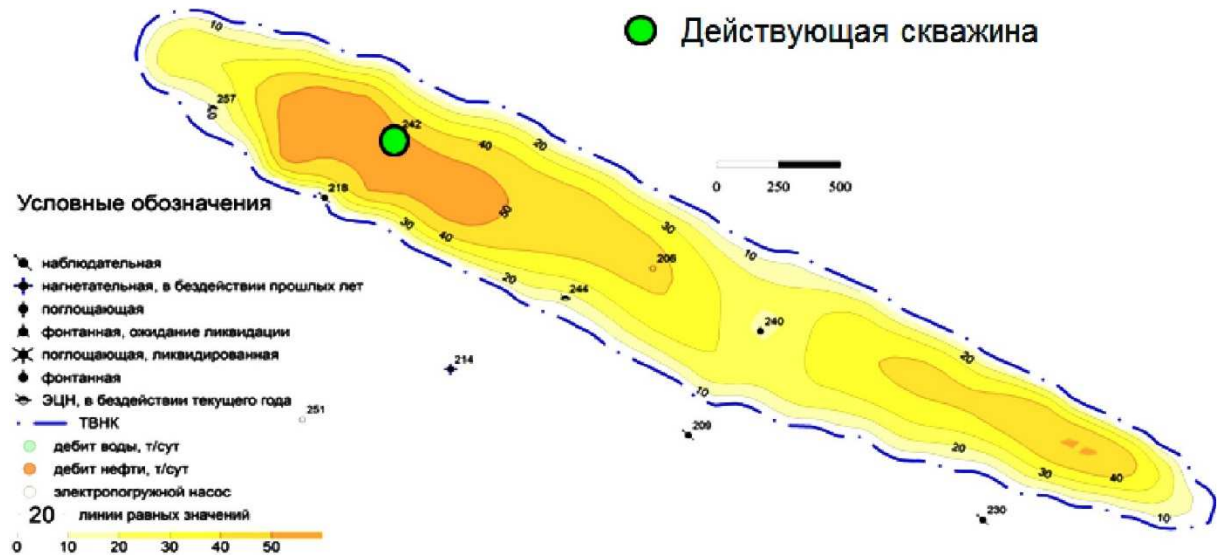


Рисунок 14 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту К₂ (базовый вариант)

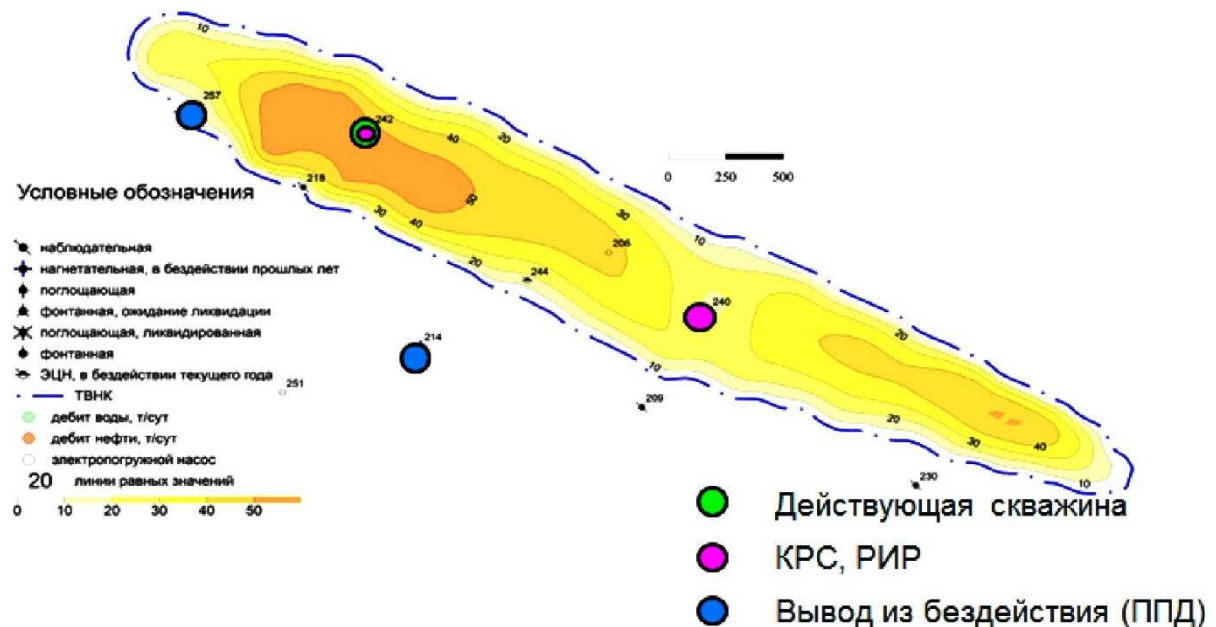


Рисунок 15 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту К₂ (вариант 1)

По рассчитанному варианту 1 с применением системы заводнения достигается утверждённый КИН. Применение данных мероприятий способствует вовлечению в разработку остаточных запасов нефти и тем самым является эффективным методом выработки запасов, числящихся на Госбалансе.

Основные характеристики расчётных вариантов разработки приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики расчётных вариантов разработки

Характеристики (параметры)	Расчётные варианты	
	базовый вариант	вариант 1
Режим разработки	упруговодонапорный	
Количество эксплуатационных скважин за весь срок разработки, шт.	1	2
Расчётный период, лет	4	10
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,783	0,789
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,650	0,655

Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки приводится на рисунке 16.

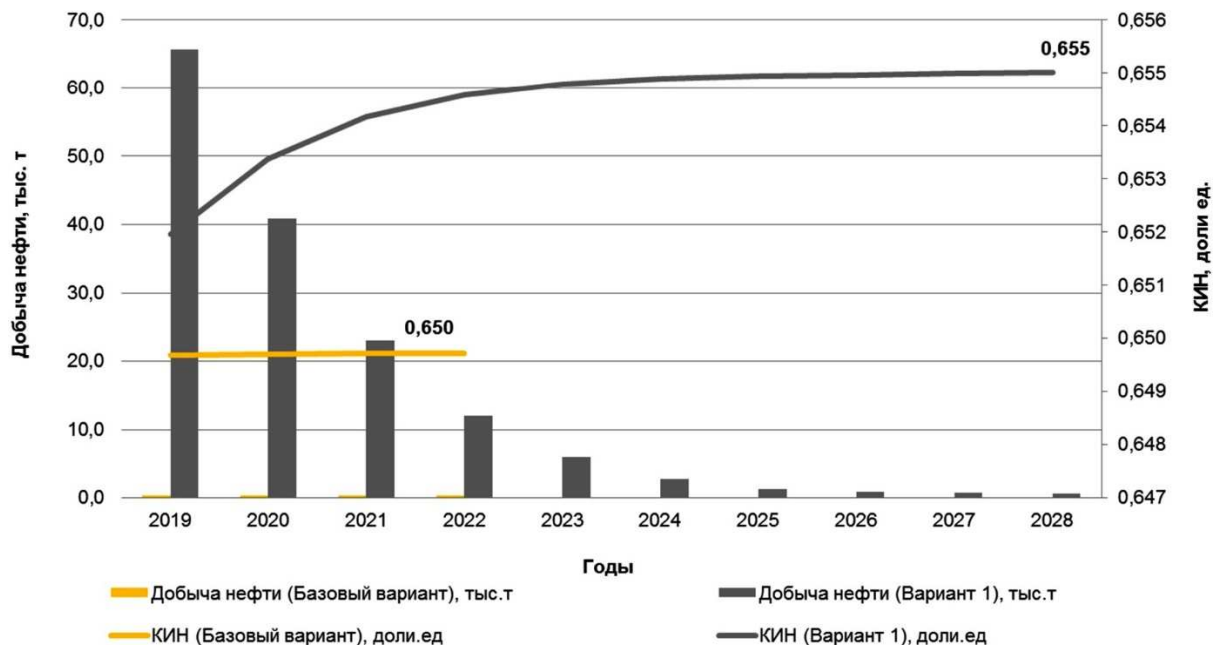


Рисунок 16 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки залежи

Технологические показатели вариантов разработки представлены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Основные расчётные технологические показатели разработки (базовый вариант)

Месторождение: Аргунское
 Объект разработки: К₂
 Начальные геологические запасы нефти (A + B₁) – 28832 тыс. тонн
 Начальные извлекаемые запасы нефти (A + B₁) – 18885 тыс. тонн
 КИН (A + B₁) = 0,655 доли ед.

Годы и периоды	Добыча, тыс. тонн						Весовая обводнённость, %	КИН, доли ед.
	нефти		воды		жидкости			
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная		
2019	0,36	18731,8	3,6	1007	4,0	19738,4	91,0	0,650
2020	0,33	18732,1	3,6	1010	3,9	19742,3	91,6	0,650
2021	0,32	18732,4	3,6	1014	3,9	19746,2	91,9	0,650
2022	0,30	18732,7	3,6	1017	3,9	19750,1	92,2	0,650

Закачка воды, тыс. тонн		Фонд скважин			Дебит, тонн/сут		Добыча попутного нефтяного газа, млн м ³	
		Действующий						
текущая	накопленная	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости	текущая	накопленная
	18876,5	1	1		1,0	10,9	0,131	8943,0
	18876,5	1	1		0,9	10,8	0,120	8943,1
	18876,5	1	1		0,9	10,7	0,115	8943,3
	18876,5	1	1		0,8	10,6	0,110	8943,4

Таблица 7 – Основные расчётные технологические показатели разработки (вариант 1)

Годы и периоды	Добыча, тыс. тонн						Весовая обводнённость, %	КИН, доли ед.
	нефти		воды		жидкости			
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная		
2019	65,70	18797,1	0,0	1003	65,7	19800,1	0,0	0,652
2020	40,88	18838,0	23,5	1026	64,4	19864,5	36,5	0,653
2021	23,05	18861,1	40,0	1067	63,1	19927,6	63,5	0,654
2022	12,08	18873,1	49,8	1116	61,8	19989,4	80,5	0,655
2023	6,04	18879,2	54,6	1171	60,6	20050,0	90,0	0,655
2024	2,72	18881,9	56,7	1228	59,4	20109,4	95,4	0,655
2025	1,31	18883,2	56,9	1284	58,2	20167,6	97,7	0,655
2026	0,89	18884,1	56,1	1341	57,0	20224,6	98,4	0,655
2027	0,71	18884,8	55,2	1396	55,9	20280,5	98,7	0,655
2028	0,61	18885,4	54,2	1450	54,8	20335,3	98,9	0,655

Закачка воды, тыс. тонн		Фонд скважин			Дебит, тонн/сут.		Добыча попутного нефтяного газа, млн м³	
текущая	накопленная	Действующий			нефти	жидкости	текущая	накопленная
		всего	добывающих	нагнетательных				
208,4	19942,8	4	2	2	90,0	90,0	23,9	8967
230,1	20172,9	4	2	2	56,0	88,2	14,9	8982
244,2	20417,1	4	2	2	31,6	86,4	8,4	8990
250,9	20668,0	4	2	2	16,5	84,7	4,4	8994
252,2	20920,2	4	2	2	8,3	83,0	2,2	8997
250,7	21170,9	4	2	2	3,7	81,4	1,0	8998
247,2	21418,1	4	2	2	1,8	79,7	0,5	8998
242,7	21660,8	4	2	2	1,2	78,1	0,3	8998
238,0	21898,8	4	2	2	1,0	76,6	0,3	8999
233,3	22132,1	4	2	2	0,8	75,0	0,2	8999

На основе имеющейся информации и проведённых расчётов можно сделать вывод о том, что вариант 1 является рекомендуемым, так как он позволяет достичь запланированный КИН с вовлечением недренируемых ранее участков залежи при сравнительно небольшом расчётном периоде.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.

9. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
10. Бэссей Инико Экенг, Савенок О.В., Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 53–57.
11. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Техничко-экономическое обоснование выбора одновременно-раздельной эксплуатации верхнемеловой и нижнемеловой залежей Ивановского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 281–300.
12. Захарова Е.Ф., Шайхразиева Л.Р. Некоторые вопросы подбора насосного оборудования для совершенствования заводнения пластов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 86–89.
13. Кодаш А.С. Седиментологический анализ коллекторов нижнемеловых отложений Западного Предкавказья // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 88–93.
14. Полякова Н.С., Ваганов Л.А. Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Винтойского месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 227–229.
15. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 146–151.
16. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51.
17. Скуба Д.А. [и др.]. Высокая эффективность циклической закачки воды на месторождениях с флишевым строением коллекторов (результаты промышленного эксперимента на залежи кумского горизонта Новодмитриевского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 10–14.
18. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 11–17.
19. Соловьёва В.Н., Мочаев С.В. О нецелесообразности применения в скважинах больших интервалов дренирования (на примере Грозненских верхнемеловых залежей нефти) // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С. 76–77.
20. Соловьёва В.Н. [и др.]. Гравитация – определяющий фактор в нефтеотдаче массивных залежей (на примере грозненских верхнемеловых залежей) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 45–49.
21. Циклис И.М., Моисеева Е.Ф. Исследование влияния продолжительности периода простоя/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296–301.
22. 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.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells: textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. 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.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.

9. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // *Petroleum industry*. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
10. Bessey Iniko Ekeng, Savenok O.V., Nvisug-Bee Lei Kluwert. Optimization of wells placement at reservoir flooding for effective field development // *Oil. Gas. Innovations*. – 2018. – № 7. – P. 53–57.
11. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Feasibility substantiation of the choice of simultaneous separate operation of the Upper Cretaceous and Lower Cretaceous deposits of the Ivanai deposit // *Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2018. – № 4. – P. 281–300.
12. Zakharova E.F., Shaikhrazieva L.R. Some questions of the pumping equipment selection for improvement of the reservoir flooding // *Bulatovskie readings*. – 2017. – T. 2. – P. 86–89.
13. Kodash, A.S. Sedimentological analysis of the Lower Cretaceous sediments reservoirs in the Western Caucasus // *Bulatovskie readings*. – 2017. – T. 1. – P. 88–93.
14. Polyakova N.S., Vaganov L.A. Estimation of effectiveness of the flooding system of the BV7 object of the South-Vyntoyskiy field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 227–229.
15. Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. Efficiency of the chemical methods of reservoir stimulation and non-stationary cyclic flooding at Vyngapurovskoye deposit // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 2. – P. 146–151.
16. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of prospects of the oil deposits additional development and carrying out of the geological and technical measures on the wells on the actual data of their exploitation // *Geology, geophysics and development of the oil and gas fields*. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
17. Scuba D.A. [et al.]. High efficiency of cyclic water injection at the fields with fleece structure of collectors (results of industrial experiment on deposits of Kumskiy horizon of Novodmitrievskiy field) // *Neftepromyshlennoe delo*. – 2016. – № 7. – P. 10–14.
18. Skuba D.A., Savenok O.V., Solovyova V.N. Estimation of a real cavernous-cracked limestone reservoir of the Upper Cretaceous oil deposits in Chechen Republic // *Geology, geophysics and development of the oil and gas fields*. – 2016. – № 12. – P. 11–17.
19. Solovyova V.N., Mochaev S.V. About inexpediency of application in wells of the big in-terval drainage (on the example of the Grozny upper chalk oil deposits) // *Oil economy*. – 2005. – № 2. – P. 76–77.
20. Solovyova V.N. [et al.]. Gravity is a determining factor in oil recovery of massive deposits (by the example of Grozny upper Cretaceous deposits) // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2015. – № 8. – P. 45–49.
21. Tsiklis I.M., Moiseeva E.F. Research of influence of the downtime period duration/injection well operation on efficiency of application of the non-stationary za-watering in oil deposits in the conditions of partial degassing // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 296–301.
22. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 551.491.4

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОДОСБОРНОГО БАСЕЙНА РЕКИ ВОРОТАН
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОРФОМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ИЗОЛОНГОВ**



**INVESTIGATION OF THE CATCHMENT BASIN OF THE VOROTAN RIVER
BY THE USAGE OF MORPHOMETRIC METHOD OF ISOLONGS**

Демирчян Самвел Манукович

аспирант, напр. «геофизика»,
Ереванский Государственный Университет;
Научный сотрудник,
Экоатом ООО,
г. Ереван, Армения
sam.demirtshyan@gmail.com

Demirtshyan Samvel Manukovich

Postgraduate student, dir. «geophysics»,
Yerevan State University;
Researcher,
Ekoatom LLC

Аннотация. Данная статья посвящена исследованию водосборного бассейна реки Воротан и тестировке соответствия данных аномалий изолонгов с тектоническими нарушениями. В работе использованы карты изолонгов 2-го и 3-го порядка, так как эти карты являются более информативными для решения данной задачи. Показано, что линия проведенная по максимумам аномалии соответствует с руслом реки тектонического происхождения.

Annotation. This article is devoted to the study of the catchment basin of the Vorotan River and to the testing the correspondence of these anomalies of isolongs with tectonic disturbances. In this work are used the maps of isolongs of the 2nd and 3rd order, since these maps are more informative for solving this problem. It is shown that the line drawn along the maximums of the anomalies corresponds to a riverbed of tectonic origin.

Ключевые слова: метод изолонгов, река, порядок долин, аномалии.

Keywords: method of isolongs, river, order of valley, anomalies.

Исследование водосборного бассейна Воротан важен для сохранения реки и эффективного управления водными ресурсами в данной области. В работе рассмотрены возможное соответствие аномалий изолонгов 2-го и 3-го порядка с тектоническим разломом по которому течет река Воротан.

В основе метода изолонгов положен принцип, что экзогенные рельеф-образующие процессы зависимы от разности потенциала силы тяжести областей, которые в свою очередь обусловлены геологическими строениями и движениями земной коры этих областей. Известно, что долины рек часто смежны с зонами имеющие тектонические нарушения в частности с разломами. Самые большие градиенты силы тяжести наблюдаются в разломных зонах земной коры [3].

В основе применяемом морфометрическом методе изолонгов лежит классификация речных долин, предложенный Р. Хортоном [4]. По этой классификации 1-м порядком речных долин относятся реки или речки, которые начинаются от водораздела или же в них не текут другие русла. От слияния двух таких русел образуется долина 2-го порядка, а от слияния двух русел 2-го порядка начинается долина 3-го порядка и т.д. Нужно подчеркнуть, что при слиянии разнопорядковых долин, порядок долины более высокого порядка не изменяется [3].

В результате применения метода был произведен расчет горизонтального расчленения области, на основе длин долин разных порядков, а значения длин присвоены центру талвега данного русла. Для составления карт использован топографическая основа в масштабе 1:100000. Интерполяция карт произведен методом Крекинга.

В данной статье рассмотрены карты изолонгов 2-го и 3-го порядка водосборного бассейна реки Воротан. Линии соединяющие максимумы аномалий (в картах указано пунктиром) с достаточной точностью соответствуют с разломом по которому течет река (см. рис. 1 и 2) [6, 7, 2].

Такое соответствие подтверждает тот факт, что аномалии изолонгов могут быть информативными для выяснения тектонических явлений и тем самым можем составить мнение о типе происхождения реки (эрозионной или тектонической).

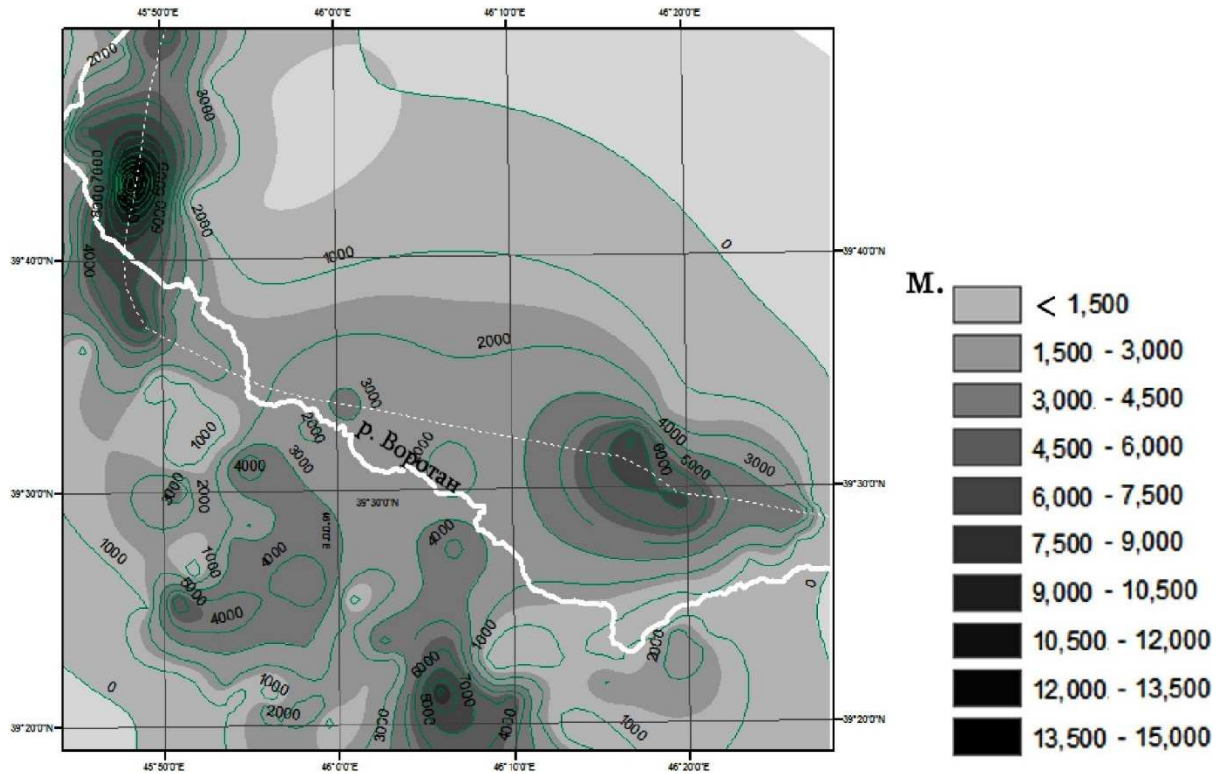


Рисунок 1 – Карта изолонгов долин 2-го порядка, р. Воротан, Армения, 2020 г.

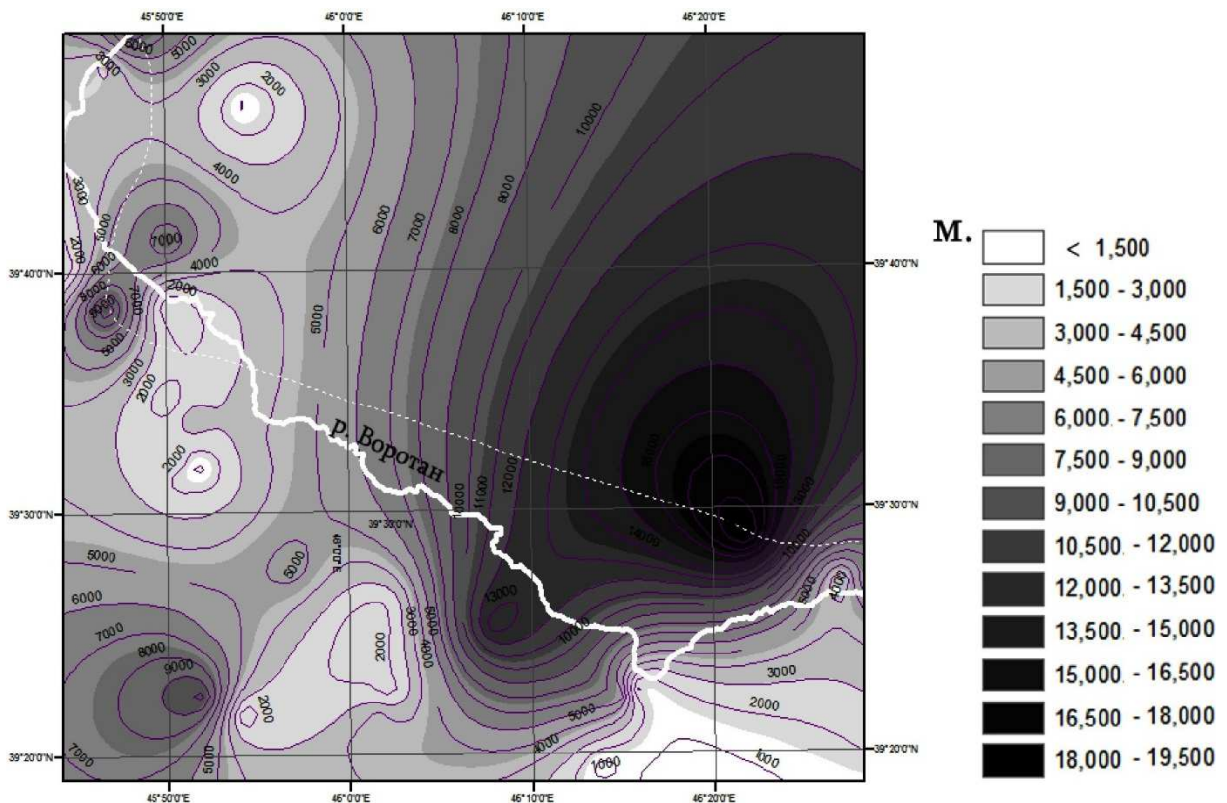


Рисунок 2 – Карта изолонгов долин 3-го порядка, р. Воротан, Армения, 2020 г.

Карта изолонгов долин 1-го порядка не является информативным для выяснения тектоники реки, так как не замечается никакой корреляции, в частности с аномалиями карт долин 2-го и 3-го порядков. Этот факт нами объясняется отсутствием лавовых пород в западной области реки [1]. Вероятно присутствующие там породы неустойчивы по отношению к эрозионным процессам.

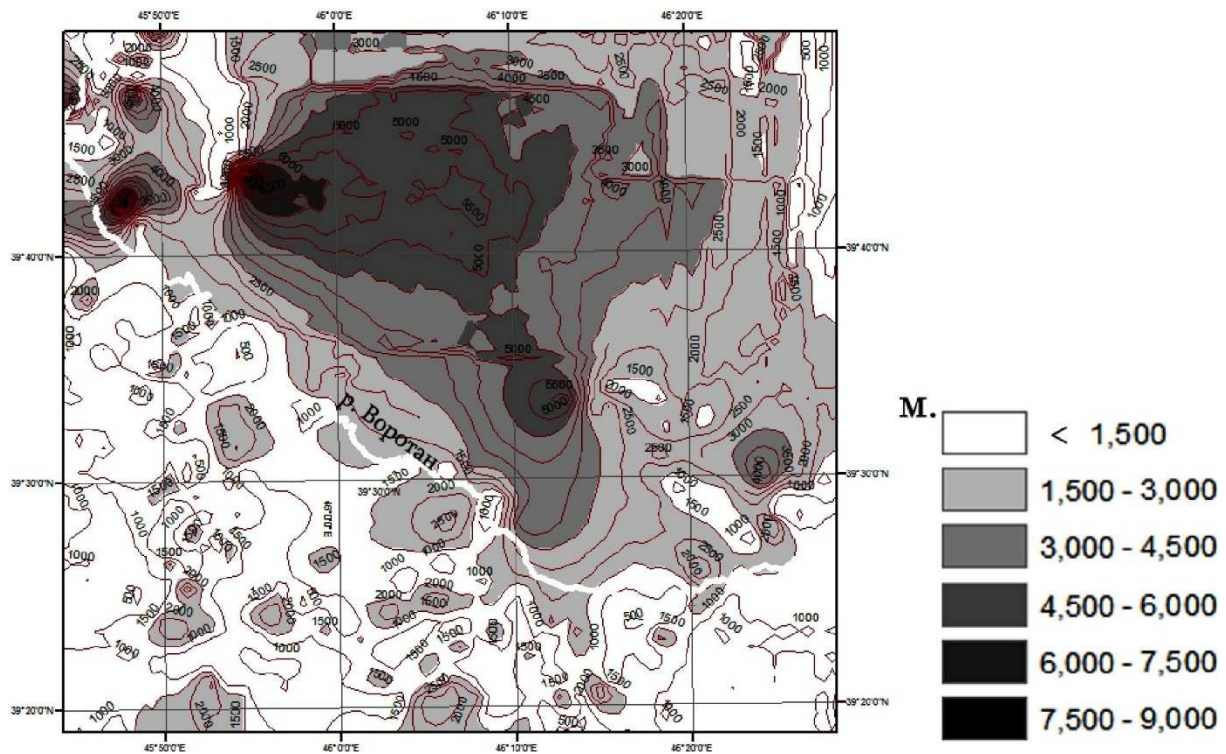


Рисунок 3 – Карта изолонгов долин 1-го порядка, р. Воротан, Армения, 2020 г.

Нужно подчеркнуть, что на карте изолонгов долин 1-го порядка, в основном в южных и западных областях, преобладают аномалии изолонгов с низкими значениями, что может свидетельствовать о присутствии здесь неотектонических поднятий, которые по возрасту соответствуют с долинами 1-го порядка [2, 5].

Заключение

Из выше изложенного можно сделать следующие заключения.

- Линия соединяющая максимумы аномалии изолонгов 2-го и 3-го порядка соответствуют с разломом по которой течет река Воротан, что подтверждает работоспособность метода в решении таких проблем.
- Карта изолонгов долин 1-го порядка не способствует решению этой задачи вероятно из за отсутствия лавовых пород в западной области реки.
- На карте изолонгов долин 1-го порядка наличие преобладания аномалии с низкими значениями, может свидетельствовать о присутствии здесь неотектонических поднятий.

Литература

1. Барсегян В.Б. [и др.]. Новые данные по геологии южного Зангезура // Известия АН Армянской ССР, Науки о Земле. – 1972. – № 4. – С. 34–50.
2. Еликян О.Д. Использование метода изолонг для изучения морфоструктуры и новейших движений на радыгинской площади (Камчатка) // Вестник краунц; Серия науки о земле. – 2006. – № 1. – Вып. № 7. – С. 165–168.
3. Философов В.П. Краткое руководство по морфометрическому методу поисков тектонических структур. – Издательство Саратовского университета, 1960. – 70 с.
4. Хортон Р.Е. Эрозионное развитие рек и водосборных бассейнов. Гидрофизический подход к количественной морфологии. – М. : ИЛ., 1948. – 158 с.
5. Хубаева О.Р. Морфоструктурный анализ района долины реки паратунки по данным морфометрических методов // Вестник краунц; Серия науки о земле. – 2003. – № 1. – С. 141–146.
6. Ажакян А. [и др.]. Тектоническая эволюция северного края бассейна кенозойского Арарата, Нижний кавказ, Армения // Журнал Нефтегазовой геологии. – 2018. – Вып. 4I (4). – С. 495–512.
7. Риц Ж.-Ф. [и др.]. Активная тектоника в пределах северо-западной и юго-восточной частей разлома Памбак-Севан-Сюник: последствия для современной геодинамики Армении / Четвертичный международный 395. – 2016. – С. 61–78.

References

1. Barseghyan V.B. [et al.]. New data on geology of southern Zangezur // News of Armenian SSR Academy of Sciences, Earth sciences. – 1972. – № 4. – P. 34–50.
2. Elikan O.D. Use of isolog method for study of morphostructure and latest movements on Radyginskaya square (Kamchatka) // Vestnik kraunts; Series of land science. – 2006. – № 1. – Issue № 7. – P. 165–168.
3. Philosophers V.P. Brief guide to the morphometric method of searching the tectonic structures. – Publishing House, Saratov University, 1960. – 70 p.
4. Horton R.E. Erosion development of rivers and watersheds. Hydrophysical approach to quantitative morphology. – M. : I.L., 1948. – 158 p.
5. Hubaeva, O.R. Morphological analysis of the paratunka river valley area according to the data of the morphometric methods // Vestnik kraunts; Series of land science. – 2003. – № 1. – P. 141–146.
6. Azhakyan A.P. [et al.]. Tectonic evolution of the northern edge of the Kenozioc Ararat basin, Lower Caucasus, Armenia // Journal of Oil and Gas Geology. – 2018. – Issue. 4I (4). – P. 495–512.
7. Ritz G.-F. [et al.]. Active tectonics within the northwestern and southeastern parts of the Pambak-Sevan-Syunik Fault: consequences for modern geodynamics of Armenia / Quaternary International 395. – 2016. – P. 61–78.

УДК 665.612.2

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА



ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS UTILIZATION

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,

Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. Анализ общего состояния добычи нефти и газа в Российской Федерации и на Северном Кавказе (в частности, Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция) показывает, что на данный момент необходимость разработки и внедрения новых технологических решений является важным мероприятием. В связи с этим отдельный упор в статье делается на совершенствование и внедрение технологии по рациональному использованию попутного нефтяного газа как ценного химического сырья и как источника дополнительной электрической энергии. В статье проведено исследование вариантов по рациональному использованию попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: технологии утилизации попутного нефтяного газа; осложнения при сборе и подготовке ПНГ; технология мягкого парового риформинга; подготовка попутного нефтяного газа к использованию; технологические решения по выработке электроэнергии из ПНГ; получение из ПНГ продукции с высокой добавленной стоимостью; рациональное использование попутного нефтяного газа.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,

North-Caucasian Federal University

Annotation. Analysis of the general state of oil and gas production in the Russian Federation and the North Caucasus (in particular, the North Caucasus oil and gas province) shows that at the moment the need to develop and introduce new technological solutions is an important event. In this regard, the article focuses on the improvement and implementation of technology for the rational use of associated petroleum gas as a valuable chemical raw material and as a source of additional electric energy. The article investigates options for the rational use of associated petroleum gas.

Keywords: associated petroleum gas utilization technologies; complications in the collection and preparation of associated petroleum gas; soft steam reforming technology; preparation of associated petroleum gas for use; technological solutions for generating electricity from associated petroleum gas; obtaining high value-added products from associated petroleum gas; rational use of associated petroleum gas.

О осложнениях при сборе и подготовке попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, сорбированная (растворённая) нефтью в пластовых условиях, а также находящаяся в свободном состоянии в газовых шапках нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, выделяющаяся из сырой нефти в процессе её добычи.

Количество растворённого газа в нефти – газовый фактор, находится в пределах от 3–5 м³/т в самых верхних горизонтах и до 200–300 м³/т и более в глубоко залегающих пластах при хорошей сохранности залежей.

При наличии на месторождении газовых шапок газовый фактор достигает и более высоких значений от 700 м³ и выше на тонну нефти (за счёт прорыва газа из газовой шапки). Объёмы добычи попутного газа находятся в прямой зависимости от добычи нефти, поскольку к попутному газу относится растворённый газ или смесь растворённого газа и газа из газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемого через нефтяные скважины.

По составу нефтяные газы подразделяют на:

- преимущественно углеводородные, содержащие 95–100 % углеводородных компонентов;
- углеводородные, имеющие примесь двуокиси углерода от 4 до 20 %;
- углеводородные с примесью азота 3–15 %;
- углеводородные, содержащие примеси азота и двуокиси углерода;
- углеводородно-азотные, содержащие порядка 50 % азота.

Кроме этого, в нефтяных газах присутствуют пары воды, сероводородные газы, аргон.

В нефтяных газах отдельных месторождений содержатся промышленные запасы гелия.

По соотношению метана и его гомологов нефтяные газы делят на:

- сухие, содержащие CH_4 свыше 85 %, $\text{C}_2\text{H}_{6+\text{в}}$ до 15 %;
- жирные, содержащие CH_4 менее 85 %, $\text{C}_2\text{H}_{6+\text{в}}$ более 15 %.

Для использования ПНГ требуется совершенствовать уже существующие технологии или разрабатывать новые технологические и конструкторские решения по его добыче, сбору и подготовке. С целью определения направлений этих разработок необходимо выявить основные негативные явления (причины), осложняющие добычу, сбор и подготовку ПНГ.

Основными причинами, вызывающими осложнения при сборе и подготовке нефтяных газов, являются следующие:

- 1) низкое и различное давление газа сепарации нефти: обычно на первой ступени давление поддерживают в пределах 1,7–2,0 МПа, на второй – 0,7–1,6 МПа, на третьей – 0,1–0,3 МПа. Различное количество нефтяного газа, отбираемого на ступенях сепарации нефти, максимум приходится на первую ступень, минимум – на последнюю;
- 2) повышенное содержание конденсирующихся углеводородных компонентов $\text{C}_{3+\text{в}}$;
- 3) высокое содержание паров воды, количество которых увеличивается с понижением давления и увеличением температуры на ступенях сепарации нефти;
- 4) наличие в газе капельной жидкости (воды, нефти и конденсата) из-за недостаточной эффективности работы нефтяных сепараторов.

Непосредственно при сборе ПНГ в основном осложнения связаны со следующими факторами:

1. Низкое и различное давление газа

Традиционные компрессоры (поршневые, центробежные, вихревые, роторные) не в состоянии одновременно принимать газы разного давления, т.е. невозможно сжимать одним компрессором газы, имеющие разное давление. Различное давление газа на ступенях сепарации нефти диктует необходимость применения только один тип компрессора для сжатия газа определённого давления. При изменении давления газа на входе компрессора последний входит в так называемый режим «помпажа», при котором возникают неуправляемые пульсации газа и вибрация машины, приводящие к авариям и выходу агрегатов из строя.

2. Повышенное содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов

В поршневых и центробежных компрессорах при сжатии газов с повышенным содержанием $\text{C}_{3+\text{в}}$ при высокой температуре происходит осмоление рабочих поверхностей и отложение на них коксообразных веществ. Вследствие этого происходит недопустимая вибрация, как самого компрессора, так и подводных трубопроводов и технологического оборудования.

Конденсирующиеся компоненты хорошо растворяются в смазочных и уплотняющих рабочие поверхности маслах. В связи с этим последние необходимо регенерировать на специальных установках или производить их частую замену. Это приводит к дополнительным капитальным и эксплуатационным расходам.

3. Повышенная концентрация солей

Соли откладываются на рабочих органах компрессорных агрегатов, в межступенчатых теплообменниках, в подводных трубопроводах и входных патрубках. Отложения нарушают регламентируемую работу компрессорного оборудования. Удаление солевых отложений очень трудоёмкий и энергетически затратный процесс, выполняемый с помощью специального оборудования. В процессе применяются различные химические реагенты, вещества, получающиеся в результате реакций необходимо утилизировать или соответствующим образом ликвидировать.

4. Изменение компонентного состава газа

Изменение компонентного состава газа при длительной эксплуатации месторождения может быть очень значительным. Это приводит к увеличению или уменьшению его суммарной молекулярной массы и, как следствие, к изменению его плотности, что в свою очередь приводит к изменению энергетических характеристик машины всегда в худшую сторону.

5. Большое содержание паров воды

Большое содержание воды повышает вероятность образования газовых гидратов в сборных трубопроводах и изменению давления на приёме компрессоров и к вышеуказанным осложнениям в их работе. Для предотвращения образования в осенне-зимний период гидратов подаются водные растворы метанола. В связи с этим в сборных газопроводах увеличивается количество жидкости, увеличивая их гидравлическое сопротивление. Наличие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в газе кислых компонентов.

6. Наличие в газе капельной жидкости

В сборных газопроводах из-за конденсации легкоконденсирующихся компонентов, паров воды, уноса из нефтяных сепараторов нефти и воды скапливается большое количество жидкости. Наличие больших масс жидкости в газопроводах увеличивает их гидравлическое сопротивление. Кроме того, при движении масс жидкости по трубопроводам центробежными силами создаются опасные напряжения, которые приводят к образованию пробкового режима течения смеси, увеличивая риск преждевременного уноса труб и возникновения аварии.

При поступлении серии жидкостных пробок из трубопровода непосредственно в компрессор или в предварительный сепаратор каждая предыдущая жидкостная пробка движется с ускорением, и за счёт образующегося за ней разрежения последующая жидкостная пробка также увеличивает свою скорость. Естественно, что при поступлении жидкости в компрессор традиционного типа она приведёт его к разрушению.

Подготовка газа к транспорту и дальнейшему его использованию включает технологии его очистки от углеводородов $C_{3+в}$, паров воды и кислых компонентов и имеет схожую природу осложнений с его сбором.

1. Осложнения, связанные с низкими и различными давлением и количеством газа, а также с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов.

Отделение углеводородов $C_{3+в}$ (и попутно воды) обычно производится методом конденсации. При этом подбирают соответствующее давление и температуру, для чего низконапорный газ сжимают и охлаждают. Холод обычно получают дросселированием с помощью детандерных агрегатов или в холодильных машинах.

Первые два способа малоприменимы для промыслов из-за низкого начального давления. Холодильные машины традиционных типов экономически нецелесообразно применять на промыслах, где добываются небольшие количества нефтяного газа.

2. Осложнения, связанные с повышенной концентрацией солей.

Помимо тех осложнений, связанных с солями и описанных выше, имеются и осложнения в работе современных систем абсорбционной осушки углеводородных газов. Со временем происходит накопление солей в абсорбентах. Наличие солей в абсорбентах приводит:

- к образованию в смеси с углеводородами стойких эмульсий и пены, что увеличивает потери абсорбентов в результате их вторичного уноса из массообменных и сепарационных аппаратов установок осушки газа;
- к осаждению солей на трубах теплообменников и испарителей, что приводит к снижению эффективности или авариям последних;
- к термическому разложению высокомолекулярных соединений абсорбентов, возникающему вследствие местных перегревов на поверхностях теплообменных аппаратов и испарителей.

В связи с негативным действием солей необходимо их удалять из абсорбентов.

Таким образом, осложнения, связанные со сбором и подготовкой низконапорных нефтяных газов, касаются компримирования газа и удаления из него воды и углеводородных компонентов $C_{3+в}$ при минимальном расходе потенциальной энергии давления газа. Решение этих проблем требует новых подходов к разработке новых технологий и техники и модернизации существующих. Реализация таких технологий и техники должна иметь минимальные капитальные и эксплуатационные затраты, в противном случае эксплуатация месторождений на последней стадии разработки может быть нерентабельной.

Технология мягкого парового риформинга

Как отмечалось ранее, переработка ПНГ с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), сжиженных углеводородных газов (СУГ) и широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ) требует наличия соответствующих объектов по сбору, подготовке и транспорту газа на газоперерабатывающие заводы. Эти объекты являются весьма дорогостоящими по капитальным вложениям и затратам на эксплуатацию, их строительство для малоресурсных и удалённых нефтяных месторождений, как правило, экономически не оправдано.

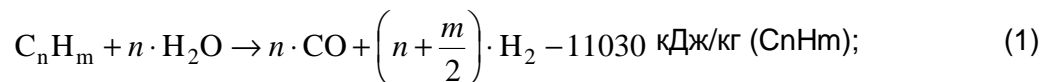
Ужесточение государственных требований к экологии и возросшие штрафы за сжигание ПНГ на факелах привели нефтяные компании к необходимости поиска других способов рационального использования нефтяного газа месторождений, не имеющих доступа к газотранспортным сетям.

Для экономически оправданного способа обеспечения электроэнергией и теплом предприятий нефтедобычи и объектов в их непосредственной близости потребовалась относительно простая и надёжная технология подготовки нефтяного газа.

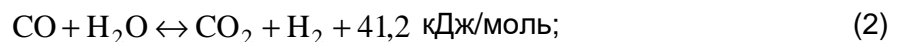
Главная цель – конвертировать тяжёлые гомологи метана ($C_{2+в}$) в топливный газ с нормализованными характеристиками, который наиболее предпочтителен в качестве топлива для газопоршневых и газотурбинных энергоагрегатов. Такая технология, названная «мягкий паровой риформинг» (МПР), на территории России была разработана в Институте катализа Сибирского Отделения РАН, доработана для коммерциализации и промышленного внедрения дочерней инжиниринговой структурой института ООО «БИ-АЙ Технолоджи» и испытана на объекте ООО «Газпромнефть-Восток» при участии специалистов и экспертов ПАО «Газпромнефть» и ООО «Газпромнефть-Восток».

Процесс МПР основан на следующих реакциях:

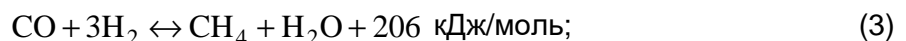
- паровой риформинг:



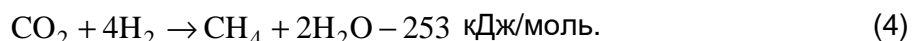
- шифт-реакция:



- метанирование:



- реакция Собатье:



На реакции 1–4 главным образом влияют три фактора: температура, давление и количество подаваемого водяного пара.

В соответствии с принципом Ле Шателье и термодинамикой реакций для получения максимального выхода метана при минимальном содержании водорода и углекислого газа в продуктах конверсии необходимо чтобы процесс осуществлялся при возможно более низкой температуре, в то время как температура технологического режима должна обеспечивать достаточную скорость протекающих реакций при приемлемом расходе сырьевой смеси через реактор. Исходя из этого и результатов экспериментов, оптимальная температура процесса определена в диапазоне 250–350 °С в зависимости от состава сырья.

Существует также определённое противоречие между теоретическими и фактическими значениями оптимального количества подаваемого водяного пара. Избыток воды подавляет протекание реакций 3 и 4, т.е. снижает выход метана, поэтому её подачу в реактор необходимо осуществлять на минимальном стехиометрическом уровне. В то же время чрезмерное снижение подачи водяного пара связано с опасностью карбонизации (коксования) поверхности катализатора. Оптимальное значение мольного соотношения $H_2O/C_{2+в}$ равно 0,4–0,6.

Что касается давления сырьевого газа, то в производственных условиях оно зависит от условий сепарации на конкретном объекте добычи и подготовки нефти, поэтому практически не входит в перечень регулируемых параметров.

Таким образом, варьируя температуру и количество водяного пара, можно эффективно управлять как скоростью протекания процесса МПР, так и содержанием водорода, углекислого газа и метана в продуктах реакции.

При разработке катализатора процесса МПР принимались во внимание технологическое обеспечение и условия реализации процесса на отдаленных нефтепромыслах. Главными требованиями являлись:

- селективность относительно образования метана из всех жирных компонентов нефтяного газа;
- высокая активность при сравнительно низких температурах;
- повышенная стойкость к карбонизации;
- термическая стабильность без существенного снижения активности;
- обеспечение промышленного производства катализатора.

Этим требованиям соответствовал выпускаемый в промышленном масштабе никельсодержащий катализатор на основе оксида алюминия, модифицированный промотирующими добавками.

Опытно-промышленные испытания установки номинальной производительностью 300 м³/ч (рис. 1) проводились в сентябре-декабре 2015 года на юго-западном участке Крапивинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток».



Рисунок 1 – Внешний вид установки МПР-300

Установка состояла из следующих технологических аппаратов и устройств (рис. 2):

- подготовки и подачи нефтяного газа;
- получения деминерализованной и питательной воды;
- производства насыщенного и перегретого пара;
- получения и подачи на установку сжатого азота;
- получения нормализованного природного газа.

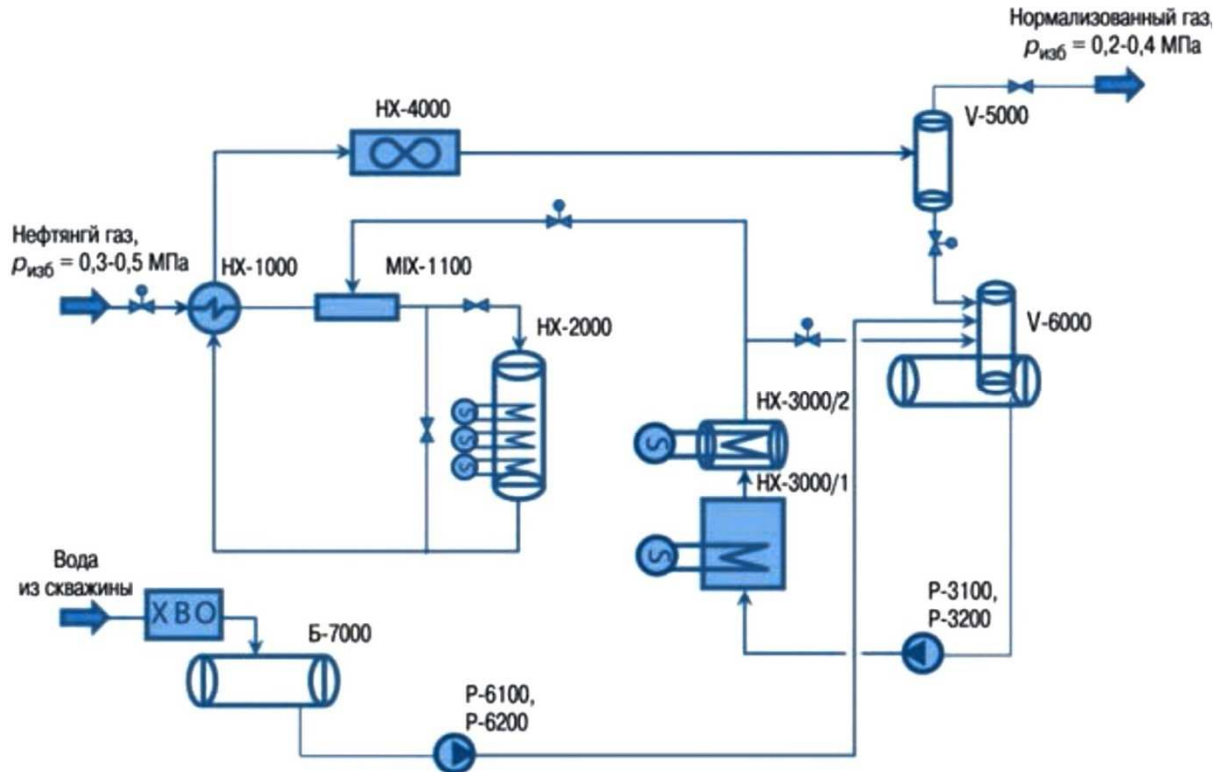


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема установки МПР-300

Нефтяной газ при $p_{изб} = 0,3-0,5$ МПа, содержащий:

- 71,70 % метана,
- 7,81 % этана,
- 7,46 % пропана,
- 1,43 % изо-бутана,
- 2,50 % н-бутана,
- 0,63 % изо-пентана,
- 0,65 % н-пентана,
- 0,50 % изо-гексана,
- 0,18 % н-гексана,
- 4,32 % диоксида углерода,
- 2,51 % азота,

поступает в трубное пространство теплообменника НХ-1000, где подогревается до рабочей температуры 250–280 °С. В смесителе МИХ-1100 он соединяется с перегретым водяным паром перед подачей в риформер НХ-2000, где парогазовая смесь вступает в химическую реакцию с образованием нормализованного газа. Последовательно охлаждаясь теплообменнике НХ-1000 и аппарате воздушного охлаждения НХ-4000, нормализованный газ поступает в сепаратор V-5000, в котором отделяется от избыточной сконденсировавшейся воды и подаётся на выход установки. Вода из сепаратора V-5000 поступает на рецикл в деаэратор V-6000 для подготовки и подачи в процесс МПР. Для предотвращения гидратообразования в линии топливного газа предусмотрен впрыск изо-пропанола.

Техническая вода, поступающая на установку, проходит химическую водоподготовку в блоке ХВО (в опытно-промышленной установке была применена установка очистки воды методом обратного осмоса). Из накопительной ёмкости Е-7000 насосами Р-6100 и

P-6200 очищенная вода подаётся для удаления остаточного кислорода в деаэратор V-6000, где под действием перегретого пара нагревается до температуры 90–95 °С, при этом из неё удаляется избыточный кислород. Далее подготовленная вода насосами P-3100 и P-3200 подаётся в электрический испаритель НХ-3000/1 и далее в электрический пароперегреватель НХ-3000/2, где пары воды нагреваются до рабочей температуры 280–300 °С и поступают для смешивания с газом в смеситель MIX-1100.

В опытно-промышленной установке были применены электрообогрев для проведения первичного нагрева реактора и поддержания рабочей температуры в межтрубном пространстве риформера, а также электронагрев для генерации и перегрева водяного пара. В промышленных установках для этих целей будет использоваться специальный агрегат, работающий на топливном газе.

Испытания проводились в режиме работы установки, соответствующем на основании проведенных стендовых испытаний оптимальным условиям реализации процесса. Изменение температуры реактора достигалось соответствующей установкой температуры теплоносителя за счёт регулирования мощности трубчатых электронагревателей. В экспериментах регистрировались следующие показатели:

- температура в реакторе;
- давление на входе в реактор и выходе из него;
- объёмный расход нефтяного газа;
- остав продуктов конверсии.

Содержание водорода и углекислого газа в нормализованном газе на выходе из сепаратора измерялось непрерывно газоанализатором ТЕСТ-1 ООО «БОНЭР» (г. Новосибирск). С периодичностью не реже 360 мин. на переносном хроматографе ФХГ-1М-2 проводились отбор проб и анализ состава исходного и нормализованного нефтяного газа с целью определения содержания каждой из гомологических групп углеводородов C₂₊.

Полученные на объекте ООО «Газпромнефть-Восток» результаты испытаний позволяют сделать вывод о высокой эффективности технологического процесса МПР, которую подтверждают достигнутые показатели (табл. 1).

Таблица 1 – Показатели эффективности МПР

Показатели	План	Факт
Средневзвешенная степень конверсии при объёмной скорости подачи сырья 1200 ч ⁻¹ и температуре 320 °С, %	90	94
Работоспособность процесса при содержании гомологов метана, г/м ³	320	2000 (периодически)
Нижний предел температуры протекания риформинга, °С	300	280
Мольное отношение пар/гомологи метана для оптимального протекания процесса	0,7	0,3-0,4
Температурный предел отсутствия зауглероживания катализатора при дефиците пара, °С	260	305
Максимальная объёмная скорость подачи сырья при приемлемом уровне конверсии (75 %), ч ⁻¹	1400	2600

Проведённые лабораторные, стендовые, пилотные исследования и опытно-промышленные испытания показывают перспективность применения технологии МПР для переработки нефтяного газа в нормализованное газомоторное топливо. Важным преимуществом этой технологии является возможность перерабатывать газ с высоким содержанием жирных углеводородов. В зависимости от содержания углеводородов C_{2+в} можно значительно увеличить объём смеси, т.е. выход метана. Отмеченное является важным конкурентным преимуществом технологии МПР перед другими технологиями переработки нефтяного газа, поскольку в настоящее время нет других коммерчески оправданных технологических решений, ориентированных на малоресурсные и удалённые нефтяные месторождения, для получения нормализованного газового топлива с целью локального автономного энергопроизводства.

Технология МПР имеет следующие дополнительные преимущества:

- проведение утилизации нефтяного газа для получения электроэнергии и метана непосредственно на нефтепромысле, что значительно сокращает затраты, связанные с транспортом нормализованного энергоносителя;

- возможность перерабатывать нефтяной газ с различным компонентным составом в метановодородную смесь;
- переработка любых объёмов газа;
- получение метановодородных смесей различного состава в качестве топлива для генерации энергии, в том числе для собственных промысловых нужд;
- возможность компримирования полученного природного газа;
- использование блочно-модульной компоновки оборудования, позволяющей проводить ремонтные работы, замену блоков, наращивание мощности, в том числе и в полевых условиях;
- снижение эмиссии CO₂ в объёме замещения сжигаемых топлив.

К недостаткам технологии можно отнести достаточно значительную потребность в тепловой энергии для подогрева нефтяного газа и производства перегретого водяного пара.

Подготовка попутного нефтяного газа к использованию

Как отмечалось ранее, одно из осложнений при утилизации ПНГ связано с низкими и различными давлениями газа на различных ступенях сепарации, а также с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов.

Техническим решением задачи компримирования двух и более газов различных давлений, температур и составов одним струйным компрессорным агрегатом, является установка подготовки ПНГ различных ступеней сепарации нефти. Газ различных ступеней сепарации нефти собирается в две технологические нитки с давлением 0,15 МПа и 0,0094 МПа.

Установка сбора и подготовки нефтяных газов выполнена по схеме, представленной на рисунке 3.

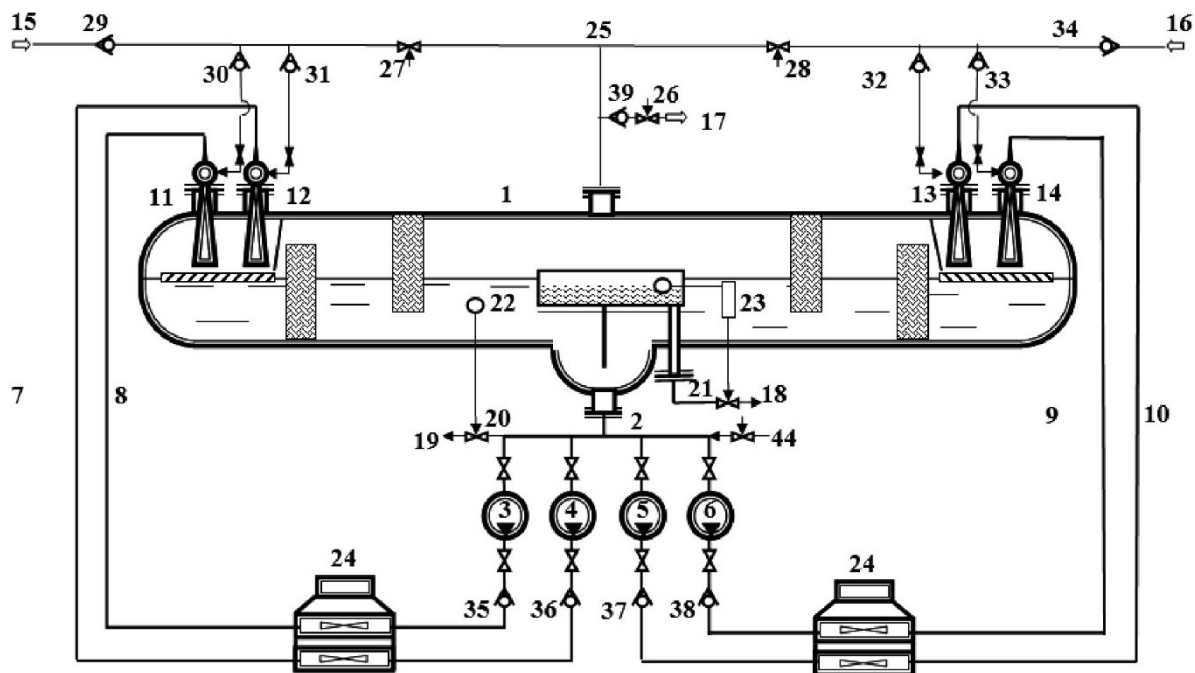


Рисунок 3 – Принципиальная схема ГСКА:

- 1 – МФА (трёхфазный разделитель); 2 – трубопровод подачи рабочей жидкости; 3–6 – насосы;
 7–10 – трубопроводы высоконапорной жидкости; 11-14 – струйные компрессора (эжекторы);
 15 – трубопровод высоконапорного газа; 16 – трубопровод низконапорного газа;
 17 – трубопровод сжатого газа; 18 – трубопровод вывода конденсата; 19 – трубопровод вывода воды;
 20, 21 – управляемые клапаны по жидкости; 22, 23 – сигнализаторы уровня; 24 – АВО; 25 – байпас;
 26–28 – управляемые клапаны по газу; 29–39 – обратные клапаны;
 40 – трубопровод подвода рабочей жидкости

Принцип действия ГСКА сводится к следующему. Рабочая жидкость из МФА 1 поступает по трубопроводу 2 в насосы 3, 4, 5 и 6, которые нагнетают её по трубопроводам 7, 8, 9, 10 и подают в жидкостно-струйные компрессоры 11, 12, 13 и 14. В жидкостно-

струйные компрессоры 11 и 12 подаётся низконапорный газ II-ой ступени сепарации по трубопроводу 15, а в компрессоры 13 и 14 по трубопроводу 16 высоконапорный газ I-ой ступени сепарации. Струи высоконапорной жидкости, истекая из сопел, захватывают низконапорный газ, смешиваются с ним и передают ему свою кинетическую энергию. Газожидкостная смесь в диффузоре эжектора затормаживается и повышает своё давление. После чего поступает в МФА 1, где происходит трехфазное разделение смеси на рабочую жидкость – воду, углеводородный конденсат и сжатый газ. Сжатый газ отводится по трубопроводу 17, углеводородный конденсат – по трубопроводу 18, а рабочая жидкость вновь подаётся по трубопроводу 2 в насосы.

В исходном газе всегда присутствует вода в парообразном и капельном виде. При сжатии газа пары конденсируются, а капельная вода улавливается в трёхфазном разделителе – МФА 1. Со временем её количество увеличивается, излишки сбрасывается по трубопроводу 19. Сброс воды и углеводородного конденсата осуществляется автоматически по команде управляемыми клапанами 20 и 21 соответственно от сигнализаторов уровня 22 и 23.

При сжатии газа выделяется тепло, которое нагревает рабочую жидкость. Для её охлаждения служат АВО 24.

Регулировка температуры рабочей жидкости осуществляется автоматически включением и отключением АВО по команде от термпары (условно не показанной) или по команде оператора.

После узлов регулирования давления подготовленного газа и окончательной сепарации предусмотрен подогрев сжатого газа на 20–40 °С выше температуры сепарации газа в теплообменнике.

Регулировка производительности в агрегате производится ступенчато и плавно. Ступенчатая регулировка выполняется отключением насосов. Плавная регулировка производится путём регулирования производительности насосов инверторами, а также существует возможность перепуска части сжатого газа по байпасной линии 25.

Для подачи рабочей жидкости в эжекторы 2 и 3 используются два насосных агрегата 6 и 7 (GI 150-80-MIS-240/4) с напором 267,5 м, производительностью 45–66 м³/ч, расчётной потребляемой мощностью (при расходе 66 м³/ч) – 71 кВт.

Для подачи рабочей жидкости в эжекторы компримирования газа II-ой ступени сепарации 4 и 5 используются два насосных агрегата 8 и 9 (GI 150-80-MIS-240/6) с напором 347 м, производительностью 79-114 м³/ч, расчётной потребляемой мощностью (при расходе 114 м³/ч) – 149,3 кВт.

Основные преимущества ГСКА перед традиционными компрессорными агрегатами:

- возможность компримирования газов любого состава и давления, в том числе жирных с их конденсацией при сжатии;
- возможность компримировать одновременно несколько газов различного состава с разными давлениями и температурой;
- применение изотермического сжатия газа – низкие температуры сжимаемого газа 10–35 °С (высокая степень сжатия в одной ступени до 10 при изотермическом к.п.д. процесса 0,35–0,46);
- уменьшенные капитальные и эксплуатационные затраты;
- имеет малый срок окупаемости. Капиталовложения на затраты по приобретению силовых агрегатов и на строительно-монтажные работы примерно в два раза ниже, чем для установок с винтовыми компрессорами;
- общие эксплуатационные расходы на струйные компрессоры примерно на 30 % меньше, чем у винтовых компрессорных установок;
- моторесурс, на порядок больший, чем у компрессоров традиционного типа;
- высокая надёжность и обеспечение возможности непрерывной работы насоса (порядка 8000 часов);
- не имеет традиционного масляного хозяйства и не требуют специальных смазочных материалов;
- стабильно функционирует при наличии в исходном газе загрязнений в виде пены, механических примесей и капельной жидкости;

- стабильно работает на различных химических составах газа и при его изменении, в т.ч. с содержанием коррозионно-активных компонентов более 2 %;
- не теряет своей работоспособности при наличии в исходном газе жидкости, поступающей в виде пробок, а также конденсата, образующегося при сжатии;
- высокоэффективно очищает (промывает) сжимаемый газ от всех видов загрязнений;
- производит удаление из сжимаемого газа в виде конденсата высокомолекулярных углеводородных соединений;
- при применении в ГСКА в качестве рабочей жидкости абсорбентов может производиться осушка сжимаемого газа от паров воды;
- простота в обслуживании, не требующая высококвалифицированного персонала;
- выполнена полная автоматизация, запуск и остановка осуществляется одной кнопкой на щите управления насосами или по команде из операторной;
- возможность использования тепла, выделяющегося при сжатии газа, например, для подогрева нефти рабочей жидкостью, обогрева производственных помещений и пр.

В качестве примера практического использования ГСКА при компримировании газов различного давления ступеней сепарации может служить ГСКА на пункте сбора нефти и газа «Романово» (Калининградская область).

Технологические решения по выработке электроэнергии из попутного нефтяного газа

В последние годы получают всё более широкое применение в нефтяной и других отраслях промышленности газопоршневые (ГПУ) и микротурбинные установки (МТУ). Запрет на сжигание попутного нефтяного газа в факелах резко расширил рынок автономных установок для выработки электроэнергии в нефтяной промышленности.

Электростанции, работающие на газе, дают возможность получать тройной экономический эффект от:

- выработки электроэнергии;
- снижения штрафных санкций;
- продажи квот на загрязнение окружающей среды.

В этих условиях реальным путём повышения эффективности энергетического производства является развитие локальных автономных децентрализованных источников комбинированного производства электроэнергии и тепла как на базе газопоршневых двигателей, так и на базе микротурбин, неоспоримыми преимуществами которых являются:

- высокий КПД;
- возможность работы на попутном нефтяном газе;
- полная независимость от региональных энергосетей (а, следовательно, и от роста тарифов);
- надёжность;
- отсутствие затрат на строительство подводящих и распределительных сетей.

Предложение по использованию газопоршневых электростанций

Основными преимуществами ГПУ являются:

- простота, надёжность конструкции и самый высокий электрический КПД. Электрический КПД современных газопоршневых установок при работе на российском природном газе (газ считается очень хорошим) составляет ~40 %;
- большинство марок газопоршневых станций/установок может работать в режиме когенерации, т.е. как теплоэлектростанции;
- соотношение выдачи двух видов энергий при работе газопоршневой электростанции на номинальном режиме составляет пропорцию 1:1, т.е. на 1 МВт установленной электрической мощности можно получать 1 МВт тепловой энергии;
- все эксплуатационные расходы газопоршневой установки с лихвой перекрываются её непревзойденной экономичностью в отношении расхода газа;

- способность газопоршневых установок работать с низким давлением газа;
- срок изготовления газопоршневых электростанций в зависимости от сложности от 15 до 60 дней;
- автономные электростанции на базе газопоршневых установок не нуждаются в строительстве дорогостоящих электрических сетей;
- низкие эксплуатационные затраты, а также возможность ремонта агрегата на местах;
- относительная компактность ГПУ позволяет производить их в блочно-модульном исполнении, что облегчает условия монтажа и технического обслуживания, а также позволяет размещать их в непосредственной близости от нефтегазодобывающих объектов;
- возможность кластеризации (параллельная работа нескольких установок), что подразумевает под собой комплекс из нескольких ГПУ, обеспечивающих 100 %-ную надёжность – при отказе одной теряется лишь часть электрической мощности;
- запуск электростанции с компьютера и выводом параметров работы газопоршневой электростанции на диспетчерский пункт.

Следует отметить, что одним из главных достоинств газопоршневых установок является возможность работы на попутном нефтяном газе.

Конкретным примером технического решения по выбору и использованию газопоршневых систем является модель газопоршневой когенерационной установки на базе АГП-315 фирмы ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» – газопоршневая электростанция максимальной мощностью до 340 кВт, в основе работы которой лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания.

В процессе производства электроэнергии газопоршневыми электростанциями выделяется определённое количество тепла, отводимое в окружающую среду. Применение технологии когенерации позволяет значительное количество вырабатываемого тепла ГПУ использовать для нужд потребителя. Как показывает практика – газопоршневые когенерационные установки являются эффективным методом по использованию тепла, который помогает достигать КПД до 90 %. Для производства определённого количества сдвоенной энергии (электро- и теплоэнергия) затрачивается значительно меньше топлива, чем при отдельном получении электроэнергии и теплоэнергии.

Принцип действия когенерационной установки сводится к следующему. Процесс когенерации осуществляется посредством агрегата, включающего в себя электрогенераторную установку с поршневым двигателем (газопоршневая электростанция) и систему утилизации вырабатываемого тепла. В качестве топлива для когенерационных установок на базе ГПУ может использоваться газ – природный, коксовый, биогаз, попутный нефтяной газ и т.д.

В когенерационной установке имеются 4 основных узла:

- 1) газопоршневой ДВС;
- 2) электрогенератор;
- 3) система утилизации тепла;
- 4) система управления.

На рисунке 4 представлена схема когенерационной установки на базе газопоршневой электростанции АГП-315 производства ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» и описан принцип действия когенерации.

Весь принцип работы системы утилизации тепла основан на использовании тепловой энергии выхлопных газов ГПУ.

Жидкостной теплоноситель потребителя (вода) направляется в котёл-утилизатор выхлопных газов. Отходящие газы ДВС проходят через кожухотрубный теплообменник, где производится перенос тепловой энергии жидкостному теплоносителю когенерационной установки, нагревая его до температуры в 90 °С. Далее теплоноситель (вода) отправляется в тепловую сеть потребителя. Данный контур является основным тепловым контуром оборудования, так как именно здесь осуществляется передача тепловой мощности на теплообменник потребителя.

Общий вид энергетического комплекса из трёх ГПУ, работающих в параллели, представлен на рисунке 5.

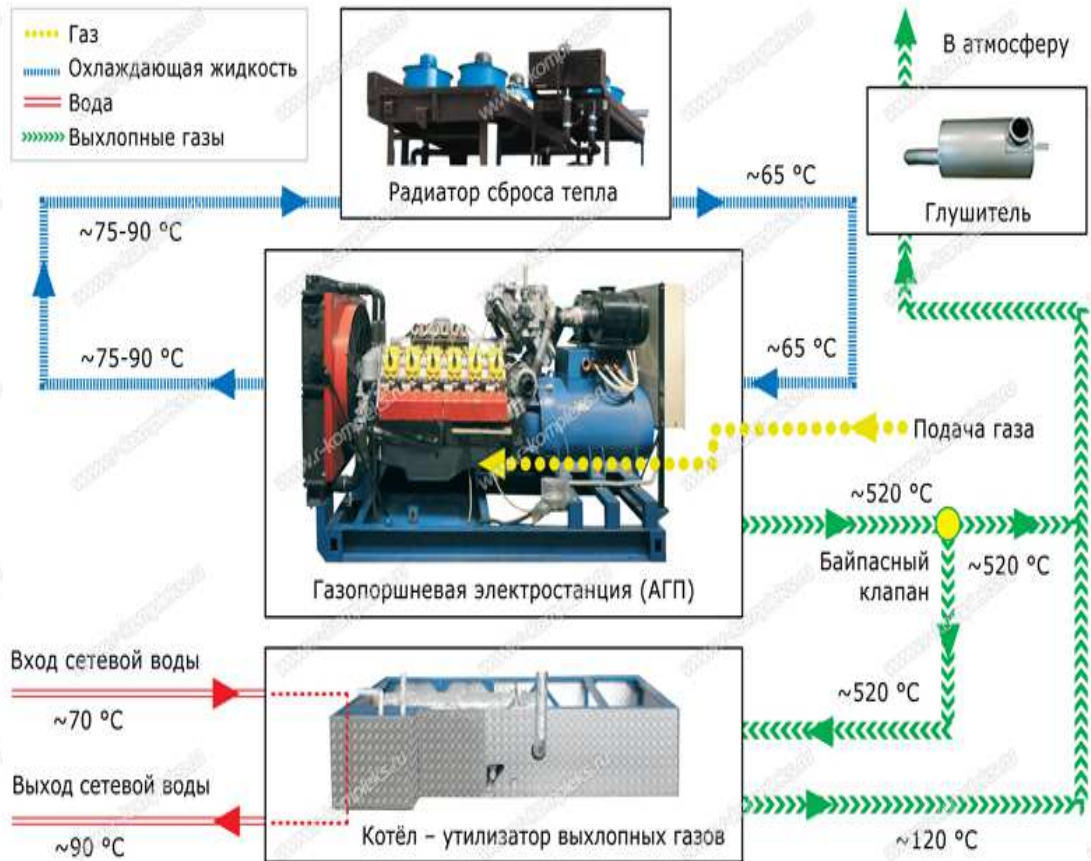


Рисунок 4 – Схема когенерационной установки



Рисунок 5 – Энергетический комплекс, состоящий из трёх ГПУ, работающих параллельно

Основные технические характеристики газопоршневой электростанции АГП-315

Газопоршневая электростанция серии «АГП» изготавливается в соответствии с ГОСТ-13822. Основные технические характеристики АГП-315 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АГП-315

Наименование параметра	Значение
Электрическая мощность (длительная), кВт/кВА	315/394
Максимальная электрическая мощность, кВт/кВА	346,5/433
Тепловая мощность, кВт	250
Расход теплоносителя, нм ³ /ч	7,17
Род тока	переменный трёхфазный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности	1
Номинальный ток, А	570
Частота вращения вала двигателя, мин. ⁻¹	1500
Давление газа, кг/см ²	0,5-5
Система охлаждения, л	86
Система смазки, л	65
Расход топлива при номинальной нагрузке, м ³ /ч	110,2
Индикативный расход масла, г/сут.	1320
Габаритные размеры, мм Длина × ширина × высота	3340×1340×1930
Масса сухого электроагрегата, кг	4150
Гарантийная наработка, м.ч.	2000
Ресурс до капитального ремонта, м.ч.	15000

Для увеличения производительности и получения гибкости характеристик возможна работа электростанции АГП-315 в параллельном режиме до 32 агрегатов различной мощности.

Таким образом, независимое производство электроэнергии – автономное энергоснабжение на базе ГПУ производства фирмы ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» – это один из идеальных способов производства, передачи и распределения электричества и тепловой энергии непосредственно конечным потребителям.

При производстве электроэнергии на местах потребления устраняется и уменьшается потребность в дорогостоящей электросетевой инфраструктуре, снижаются многие виды потерь, исключаются посредники присущие «большой генерации».

Предложение по использованию микротурбинных электростанций

Основными преимуществами МТУ являются:

- возможность эксплуатации как в автономном режиме, так и параллельно с сетью;
- возможность единовременного 100 % наброса / сброса нагрузки;
- возможность работы в течение длительного времени при очень низких нагрузках, в том числе в режиме холостого хода;
 - техническое обслуживание каждые 4000 часов, за 24000 часов работы (около трёх лет) на сервисное обслуживание затрачивается не более 55 нормочасов;
 - интервал замены масла в турбогенераторе 24000 часов;
 - небольшое количество подвижных частей и соответственно низкий механический износ установки;
 - возможность работы на низкокалорийных топливах;
 - практически полное отсутствие вибраций;
 - установки на базе микротурбин компактны;
 - высокая степень автоматизации и надёжность системы управления обеспечивают работу установок в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Конкретным примером технического решения по выбору и использованию микротурбинных установок является модель TA-100RCHP фирмы «Elliott Energy Systems» (с 2008 и по настоящее время выпускаются под маркой «Calnetix Power Solutions») – микротурбинная установка для комбинированного производства электроэнергии и тепла мощностью до 100 кВт.

Микротурбинная установка представляет собой изделие полной заводской готовности. При разработке использован блочно-модульный принцип, позволяющий заменять в случае необходимости отдельный узел, а не изделие в целом. Все основные и вспомогательные системы и агрегаты смонтированы на единой пространственной раме.

Принцип работы установки сводится к следующему.

Очищенный атмосферный воздух попадает в воздухозаборник, откуда он поступает на вход в компрессор. В компрессоре воздух сжимается и за счёт этого нагревается до температуры 250 °С. После компрессора воздух поступает в специализированный газо-воздушный теплообменник 10 (рекуператор), где он дополнительно подогревается до температуры 500 °С. Использование такого решения позволяет примерно в 2 раза повысить электрическую эффективность установки. Далее нагретый сжатый воздух перед камерой сгорания смешивается с газообразным топливом высокого давления, откуда газо-воздушная смесь поступает в камеру сгорания для горения. Для повышения давления газа используется штатный дожимной компрессор. Покидая камеру сгорания, нагретые выхлопные газы попадают в колесо турбины, где, расширяясь, совершают работу, вращая её. Далее выхлопные газы попадают в рекуператор, где отдают своё тепло сжатому воздуху после компрессора. На выходе из рекуператора стоит байпасная заслонка, которая направляет выхлопные газы либо по байпасному газоходу, либо напрямую в котёл-утилизатор. В котле-утилизаторе выхлопные газы отдают своё тепло сетевой воде, которая нагревается там до требуемой температуры.

Общий вид микротурбинной установки TA-100RCHP представлен на рисунке 6, принцип работы микротурбинной установки представлен на рисунке 7.



Рисунок 6 – Энергетический комплекс на базе микротурбинных установок TA-100RCHP производства компании «Capstone Turbine Corporation»

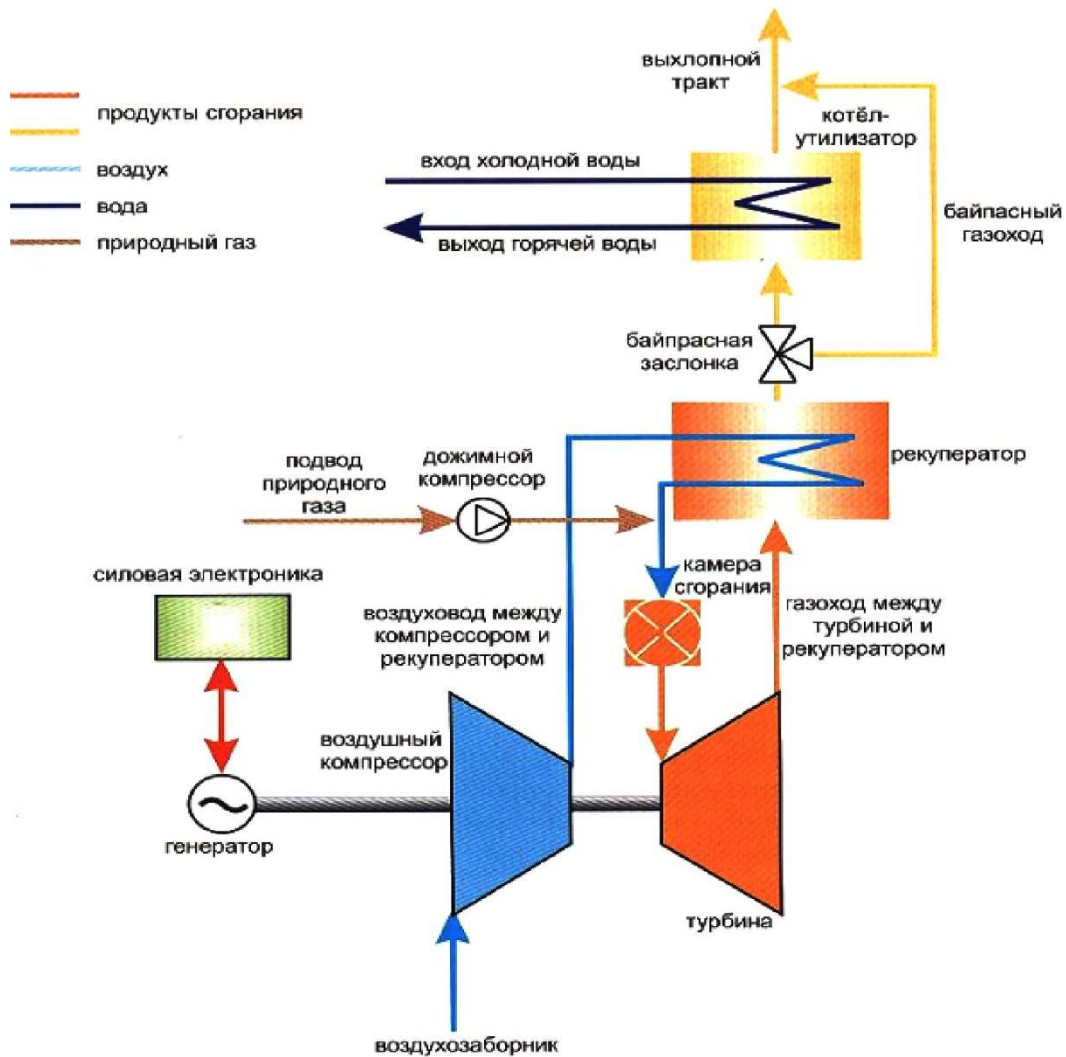


Рисунок 7 – Функциональная схема микротурбинной установки

Основные технические характеристики микротурбинной установки TA-100RCHP приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики МТУ

Наименование параметра	Значение
Электрическая мощность, кВт	100
Тепловая мощность, кВт	172
КПД электрический, %	29
Напряжение, В	400, 3 ф.
Номинальная частота, Гц	50
Количество используемых аккумуляторов, шт.	2
Уровень шума на расстоянии 1 м/10 м, дБ	75/62
Расход газа в режиме номинальной мощности, нм ³ /ч	39
Частота вращения ротора, об./мин.	68000
Избыточное давление газа на входе в дожимной компрессор, кПа	от 0,5 до 35
Температура воды на входе в КУ, °С	70
Температура воды на выходе из КУ, °С	95
Габаритные размеры – длина x ширина x высота, мм	3316,5x917x2250
Масса электроагрегата, кг	2040

Следует отметить, что для увеличения производительности возможно модульное решение, что подразумевает под собой комплекс из нескольких микротурбин, обеспечивающих 100 %-ную надёжность – при отказе одной теряется лишь незначительная часть электрической мощности.

Подводя итог по выбору газовой электростанции можно сделать следующие выводы:

- для производства единицы энергии микротурбине необходимо затратить в 4 раза больше нм^3 невозобновляемых природных ресурсов (природного газа), чем газопоршневой установке;
- аккумуляторные батареи (АКБ) микротурбин имеют большую массу (около 300 кг), производство и утилизация таких АКБ весьма затруднительно. Технический персонал, ведущий эксплуатацию микротурбин, уверяет, что реально этот дорогостоящий элемент требует замены уже через 8000–9000 часов наработки против заявленных 12000 часов;
- КПД газопоршневых установок на порядок выше, чем у микротурбин (32 % против 26 % соответственно);
- зависимость КПД микротурбины от температуры окружающего воздуха крайне велика, выходная мощность турбины TA-100RCHP начинает падать уже при температуре $+30\text{ }^\circ\text{C}$, что особенно актуально в нашем регионе;
- цена 1 кВт установленной электрической мощности микротурбины минимум в 2–3 раза выше по сравнению с газопоршневой установкой, выше уже упоминалось, что потребление газа у микротурбин гораздо выше, что не может не отобразиться на конечной стоимости произведённой электроэнергии;
- в газопоршневых установках применяется сравнительно больший объём моторного масла. Но в структуре цены одного произведённого киловатта электроэнергии расходы на моторное масло не превышают 5 условных единиц, что очень немного;
- к большому минусу микротурбины можно отнести стоимость запасных частей (ЗИПа) для проведения капитальных ремонтов;
- необходимость присутствия мощного дожимного газового компрессора, «съедающего значительную часть произведённой мощности», для нормальной работы турбины.

Тем не менее, есть ряд параметров, по которым микротурбина опережает своих оппонентов:

- меньший уровень шума, более чистый выхлоп, меньшая вибрация;
- более высокое качество производимой электроэнергии;
- возможность применения на объектах с неравномерным графиком потребления энергии.

В заключении следует отметить, что газопоршневые установки остаются наиболее надёжными, рациональными по цене и энергоэффективными силовыми агрегатами для большинства автономных газовых электростанций.

Технологическое предложение по получению из попутного нефтяного газа продукции с высокой добавленной стоимостью

В последнее десятилетие всё большее внимание привлекает синтез жидких углеводородов из природных и попутных нефтяных газов. Это связано с истощением нефтяных запасов России, а также с ежегодным увеличением доли низконапорных газов по причине снижения пластового давления основных эксплуатируемых месторождений. В связи с тем, что необходимо поднимать давление газа для его подготовки и транспорта, увеличивается стоимость доставляемого газа потребителям. Стоимость транспортировки газа по трубопроводам приближается к критическому значению, т.е. к нерентабельности добычи и транспортировки газа, которая в настоящее время сглаживается вводом новых месторождений.

Таким образом, при наличии большого количества низконапорного газообразного углеводородного сырья имеет смысл непосредственно на местах добычи получение синтетических жидкостей, пригодных для длительного хранения, доставки потребителю любым видом транспорта, использования в качестве моторного топлива в регионах добычи газа, применения в технологиях сбора, подготовки и переработки углеводородного сырья, а также для получения высококачественных бензинов и дальнейшего химического синтеза.

В настоящее время разработано большое количество технологий по получению синтетических жидкостей и продукции углеводородного синтеза из природного газа.

На рисунке 8 представлена схема одной из таких технологий.

Однако получение жидких синтетических топлив из природного газа дороже моторных топлив, получаемых из нефти. Это связано с большими стартовыми капитальными и энергетическими затратами.

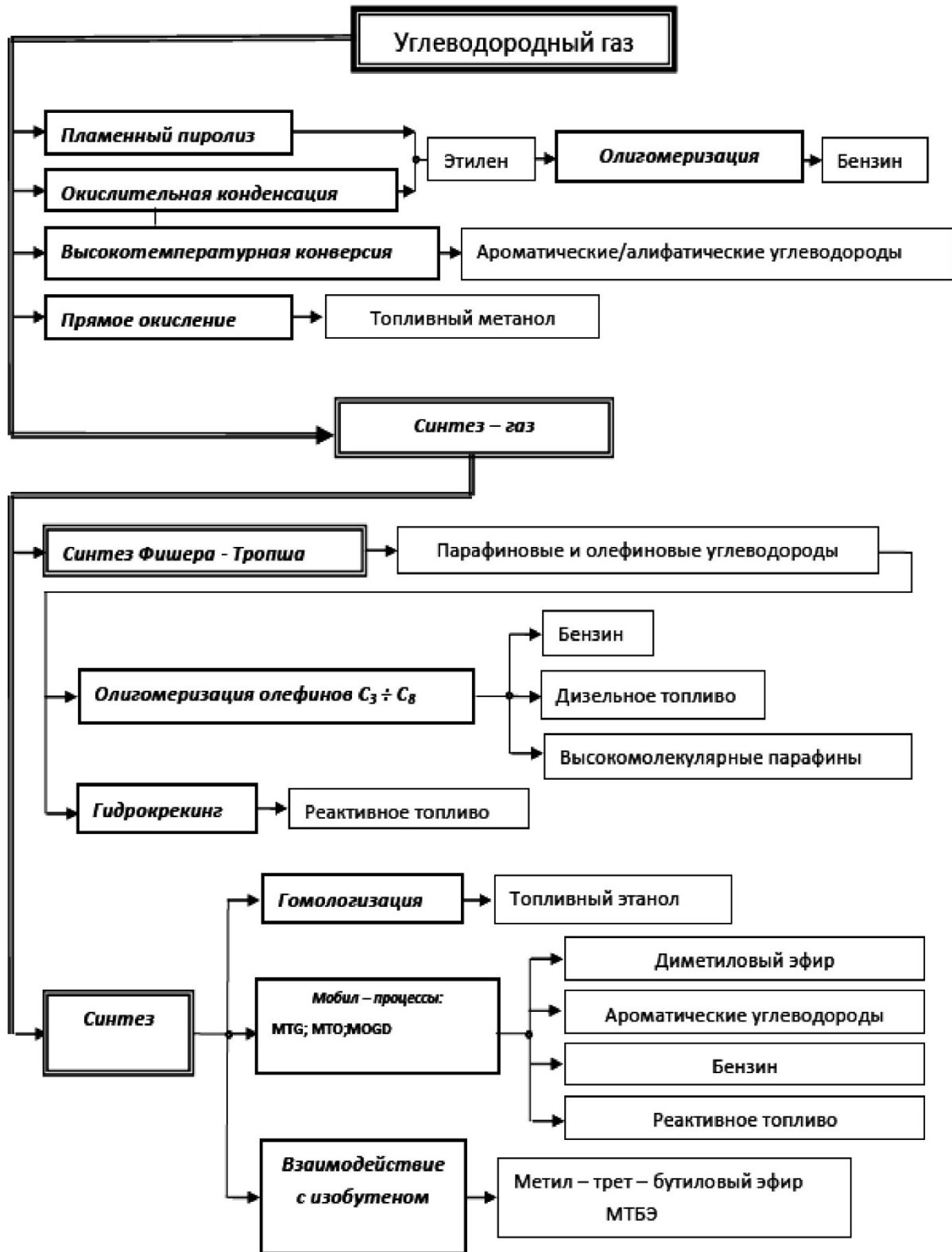


Рисунок 8 – Схема технологии получения из углеводородных газов синтетических жидкостей

Энергетические затраты можно сократить за счёт имеющихся на промыслах:

- энергии низконапорных углеводородных газов, которые можно использовать в качестве топлива для получения тепловой и электрической энергии;
- энергии отходящих технологических потоков (например, потоков после газотурбинных установок);
- энергии пластов месторождения, из которых производится отбор природного газа.

Комплексное использование этих видов энергии в промышленных установках должно существенно уменьшить, в конечном итоге, стоимость продукции, получаемой из углеводородных газов.

Снижение капитальных затрат достигается хорошо известным путём, а именно, уменьшением массово-габаритных показателей технологического оборудования. Уменьшение этих показателей достигается интенсификацией и совмещением в одном аппарате нескольких технологических процессов.

Имеется множество технологических, технических решений для успешного решения задачи по созданию промышленных энерготехнологических установок получения углеводородных синтетических жидкостей (моторных топлив, сырья для химической промышленности и пр.). В качестве примера в данной работе представлены некоторые из них.

Технология получения синтез-газа в компактных матричных конвекторах

Принципиально новая, не имеющая мировых аналогов автотермическая технология получения синтез-газа основана на некаталитической конверсии природных ипутных газов в синтез-газ в результате поверхностного горения углеводородов в проникаемых объёмных матрицах. Благодаря интенсивному теплообмену фронта пламени с внутренней поверхностью проникаемой для газа объёмной матрицы рекуперируется значительная часть тепла продуктов конверсии. Наряду с отсутствием потерь ИК излучения в замкнутой матрице это значительно расширяет пределы горения, позволяя с высоким выходом некаталитическом газофазном процессе превращать в синтез-газ практически любые углеводородные газы. На рисунках 9 и 10 схематично отображены принцип работы установки и основная химическая реакция.

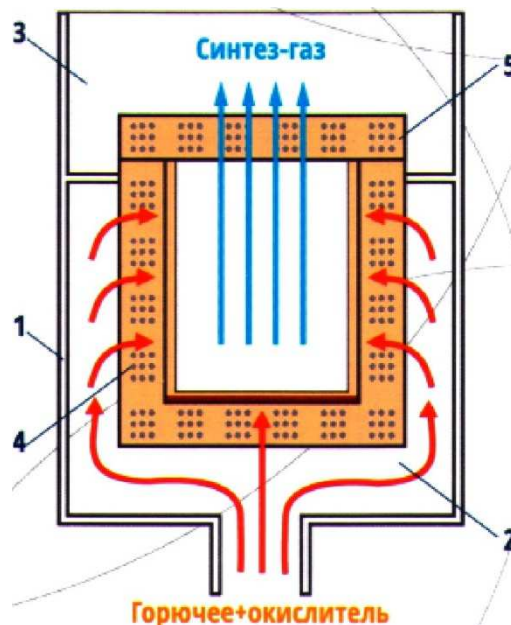


Рисунок 9 – Принцип работы матричного конвектора

Принцип работы установки сводится к следующему. Богатая (нереакционноспособная) смесь углеводородных газов с окислителем – воздухом или кислородом поступает в пространство 2 между внешним кожухом 1 генератора синтез-газа и пористой матрицей 4 и

проникает сквозь стенки и дно пористой матрицы в горячую зону. Парциальное окисление происходит в тонком слое во внутренней полости реактора. Пористая крышка 5, через которую выходят продукты реакции 3, препятствуют потере ИК излучения.

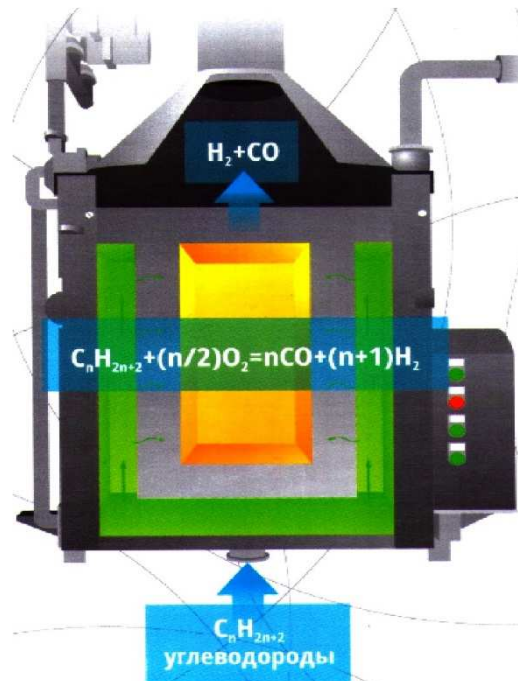


Рисунок 10 – Химическая реакция получения синтез-газа

К конкурентным преимуществам установки матричной конверсии углеводородов можно отнести:

- автотермический процесс, не требующий внешних источников тепла или энергии;
- возможность использования углеводородов практически любого состава, как газообразных, так и жидких, а также низкокалорийных углеводородных газов, в том числе биогаза с высоким (до 60 %) содержанием CO_2 ;
- простота масштабирования (от нескольких до тысяч $\text{м}^3/\text{ч}$), достигаемая как изменением размеров, так и модульной компоновкой конверторов;
- удельная производительность по синтез-газу на порядок выше, чем для традиционных промышленных риформеров;
- простота конструкции, низкая металлоёмкость;
- отсутствие особых требований к материалам матрицы, работающим при значительно более низкой температуре ($<800\text{ }^\circ\text{C}$), чем в традиционных риформерах ($<1200\text{ }^\circ\text{C}$);
- возможность использовать в качестве окислителя воздух, обогащённый воздухом, кислород;
- возможность работы как при атмосферном, так и при повышенных (20 атм.) давлениях.

Синтез-газ используется как сырьё для производства целого ряда химических продуктов. Использование технологии матричной конверсии приводит к существенному снижению капитальных и операционных затрат на производство синтез-газа и делает экономически рентабельным малотоннажное производство. Благодаря этому появляется возможность разработки низконапорных и истощенных месторождений, создания малотоннажных производств метанола, синтетических жидких топлив и других химических продуктов из природного газа или ПНГ.

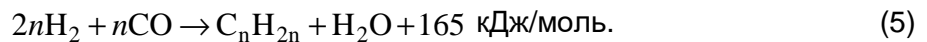
Экономически эффективная малотоннажная матричная конверсия попутных газов в синтез-газ и далее в легко транспортируемые синтетические жидкие углеводороды (СЖУ) – один из путей прекращения их факельного сжигания.

Внедрение матричных конверторов позволит обеспечить удалённые регионы химическими продуктами и моторными топливами, производимыми на месте из местных ресурсов, повысит энергонезависимость регионов, будет способствовать развитию местной промышленности и занятости населения.

**Производство искусственных жидких углеводородов.
Синтез Фишера-Тропша**

Одним из процессов получения искусственного жидкого топлива и ценных химических соединений на базе не нефтяного сырья (угля, природного газа, биомассы) является синтез углеводородов из CO и H₂, протекающий с участием катализаторов, содержащих переходные металлы VIII группы, известный как синтез Фишера-Тропша. Хотя есть и другие методы получения углеводородных смесей из не нефтяного сырья (например, гидрогенизация угля или биомассы, полукоксование и пиролиз углей), преимущественное развитие процесса Фишера-Тропша наглядно подтверждает его жизнеспособность и перспективность.

Синтез Фишера-Тропша проходит по реакции:



в присутствии катализаторов, содержащих металлы VIII группы Периодической системы – никель, кобальт, железо с добавками оксида тория и др.

Принципиальная технологическая схема одноступенчатого синтеза Фишера-Тропша фирмы «Sasol» на неподвижном железосодержащем катализаторе представлена на рисунке 11.

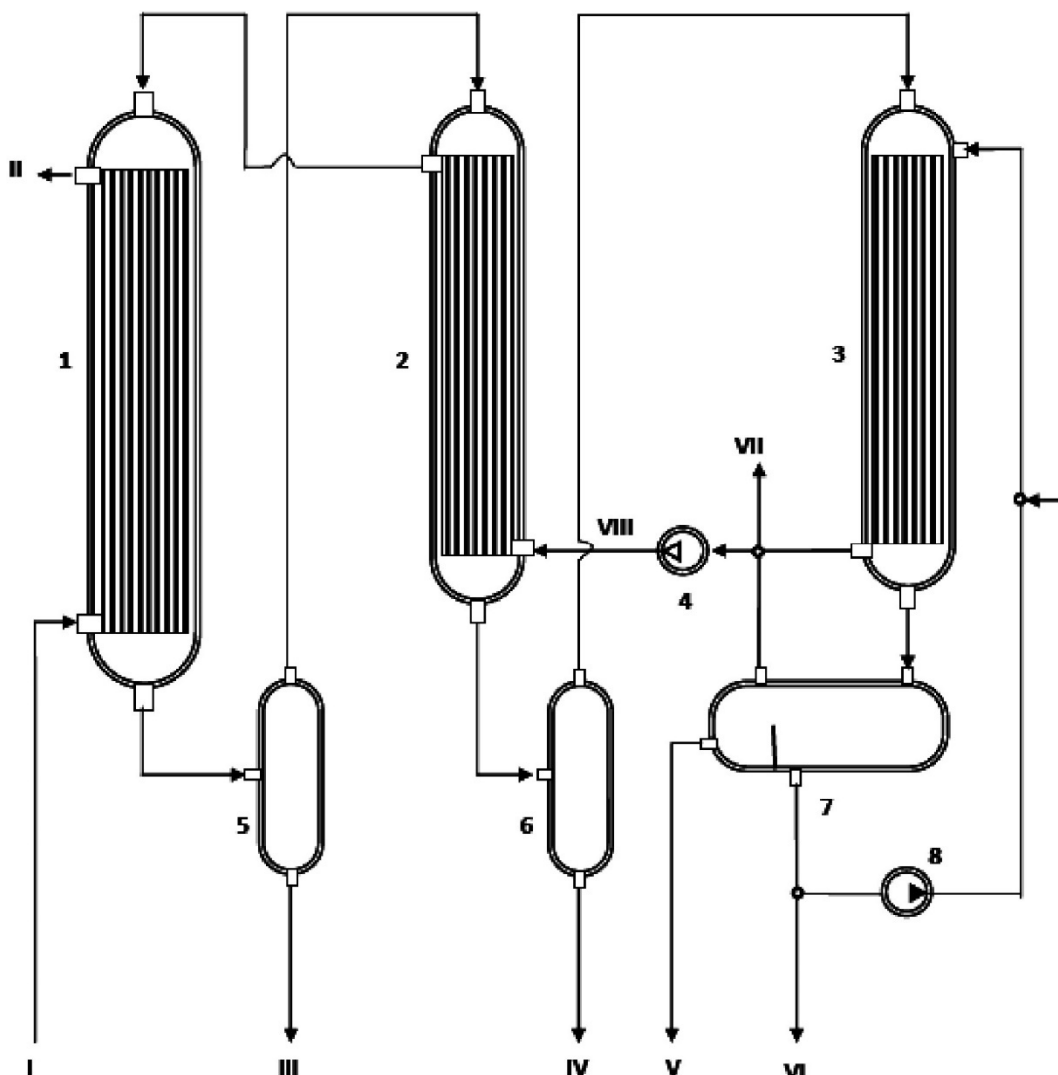


Рисунок 11 – Технологическая схема одноступенчатого синтеза Фишера-Тропша на неподвижном железосодержащем катализаторе:

- 1 – реактор; 2 – теплообменник; 3 – конденсатор; 4 – компрессор;
- 5, 6 – сепараторы; 7 – разделитель; 8 – насос;
- I – вода; II – пар; III – парафин; IV – высококипящие углеводороды;
- V – легкокипящие углеводороды; VI – вода реакционная; VII – газ остаточный;
- VIII – газ рециркуляционный; IX – щелочь

На катализаторах, содержащих железо, при температуре 200–270 °С и давлении 2,5–4,0 МПа образуется смесь, в которой имеются до 50 % олефинов и кислородорганические соединения. Железосодержащий катализатор фирмы «Sasol» в неподвижном слое работает непрерывно в течение 9–12 месяцев при давлении 2,5 МПа с постепенным повышением температуры 220 до 270 °С и обеспечивает конверсию синтез-газа в пределах 65–73 %. Бензины, получаемые на этих катализаторах, по моторным характеристикам превосходят бензины, получаемые кобальтсодержащих катализаторах. Однако на катализаторах, содержащих кобальт, процесс синтеза проходит в более мягких условиях.

В настоящее время ведутся интенсивные разработки новых катализаторов в России и за рубежом (фирмы «Sasol», «Mobil», «РЕКТ», «TAMU», «MIT»). Так, ПАО «Роснефть» подтвердила своё лидерство в разработке отечественных технологий GTL (Gas-to-liquid). На Ангарском заводе катализаторов и органического синтеза (ОАО «АЗКиОС») выпущены первые опытно-промышленные партии катализаторов синтеза Фишера-Тропша. На сегодняшний день ОАО «АЗКиОС» стал единственным в России предприятием, способным выпускать в промышленных масштабах подобные катализаторы.

Произведённые катализаторы позволяют эффективно перерабатывать природный и попутный нефтяной газ в синтетические углеводороды. Они успешно прошли испытания на лабораторном уровне и уже доказали свои высокие эксплуатационные характеристики.

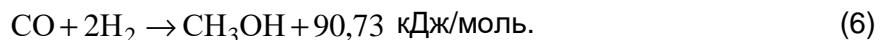
К недостаткам этого процесса следует отнести высокую стоимость катализаторов и сложность их регенерации.

С целью повышения выхода бензина, дизельного и реактивного топлива полученные смеси парафиновых и олефиновых углеводородов после отделения от водного компонента дополнительно подвергаются гидроочистке (гидрооблагораживанию) и используются как бензин и дизельное топливо.

Успешное внедрение технологии GTL является важным шагом к повышению эффективности технологий газопереработки, а также расширению ресурсной базы нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

Производство синтетических моторных топлив путём синтеза метанола

Кроме синтеза Фишера-Тропша в производстве синтетических моторных топлив широко применяется каталитический синтез метанола по реакции:



Каталитический синтез метанола протекает на:

- цинк-хромовых оксидных катализаторах при 25–35 МПа и температуре 350 °С;
- медьсодержащих оксидных (медьцинкоалюмохромовом, медьцинкоалюминиевом и др.) катализаторах при давлении 5,0–10,0 МПа и температуре 250 °С;
- катализаторе, состоящем из 80 % меди и 20 % цинка (марка СНМ-1), при давлении 0,5–5,0 МПа и температуре 270 °С.

В ходе синтеза по Мобил-процессу из метанола может образовываться либо смесь парафиновых, олефиновых C₅–C₁₀ и ароматических углеводородов, либо смесь низших олефинов.

При температуре 370 °С конверсия метанола составляет 99 %, выход жидких углеводородов – около 60 % на метанол, в том числе более 40 % ароматических углеводородов.

При синтезе углеводородов из метанола адиабатический разогрев достигает 600 °С, что во многом определяет выбор технологии и аппаратное оформление.

На рисунке 12 представлена фотография установки производства метанола на Юрхаровском газоконденсатном месторождении. Проект выполнен ЗАО «Метапроцесс», реализован Компанией ОАО «НОВАТЭК». Производительность установки 12500 тонн/год.

Строительство производства метанола непосредственно на месте добычи газа позволяет бесперебойно обеспечить метанолом газодобывающую компанию, исключить дорогостоящие встречные транспортные потоки метанола и природного газа для его выработки, снизить экологические риски при транспортировке и уменьшить себестоимость добываемого газа.



Рисунок 12 – Установка по производству метанола из метана на Юрхаровском месторождении

Создание опасного химического производства в сложных климатических условиях потребовало реализации новых технических решений. Само производство представляет собой агрегат на базе комплектной поставки с использованием современных энергосберегающих технологий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию и выпуск продукции нужного качества. С целью минимизации массы, стоимости оборудования и материалов и их доставки, а также увеличения надёжности работы производства в экстремальных климатических условиях в основу производства был положен технологический процесс на базе паровой конверсии метана. Установка занимает площадь размером 34×60 м и размещена на существующей площадке установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Обеспечение производства сырьём (осушенным природным газом) и энергоресурсами (исходной водой, электроэнергией, азотом, воздухом КИП) осуществляется от существующих сетей и источников УКПГ.

Для всех промышленных установок синтеза можно сформулировать некоторые общие требования, а именно:

- установки должны иметь минимальные массогабаритные показатели и быть транспортабельны автомобильным видом транспорта;
- для достижения минимальных массогабаритных показателей установок синтеза необходимо максимально использовать энергию углеводородных газов как первичных энергоносителей;
- в установках в первую очередь должны использоваться технологии синтеза, процессы которых проводятся без применения катализаторов, это увеличивает экологичность установок (исключается утилизация или захоронение отработанных катализаторов), снижает их эксплуатационные затраты и упрощает обслуживание;
- оборудование установок должно агрегатироваться с основным промышленным технологическим промышленным оборудованием;
- в установках должны максимально использоваться (утилизироваться) тепло и холод от потоков технологий подготовки газа и нефти, а также потоки отходящих газов: факельных, сбрасываемых от энергетических агрегатов, например, от газотурбинных приводов электростанций или компрессоров.

Рентабельность установок получения метанола в большой степени зависит от цены на углеводородный газ, в связи с этим использование в качестве газового сырья ПНГ, обычно сжигаемого на факелах, значительно влияет на снижение себестоимости получаемого метанола.

Литература

1. 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.
2. Зиберт Г.К. [и др.]. Технологии и техника сбора нефтяного газа. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
3. Верниковская М.В. [и др.]. Технологические и экономические преимущества переработки попутных нефтяных газов на нефтепромыслах в метаново-водородную газовую смесь для питания энергоустановок // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2012. – № 11. – С. 7–12.
4. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
5. Крылосов А.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ применения установки «Хитер-Тритер» в системе подготовки скважинной продукции на месторождении Монги // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 145–163.
6. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа : Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей / сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь); под общей редакцией Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.
7. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.
8. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) / Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.
9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.
10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.
11. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 8–12.
12. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.
13. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.
14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание». – Ч. 2. – С. 22–29.
15. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.
16. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 120–133.

17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 133–141.
18. 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.
19. Лыков О.П. Производство моторных топлив из природного газа // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 3. – С. 15–24.
20. Лятс К.Г. Проектирование и режимы эксплуатации уникальной малотоннажной установки по производству метанола на Юрхаровском месторождении // Science & Technology in the Gas Industry. – 2008. – № 1. – С. 43–56.
21. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 19. – С. 83–90.
22. Рыбаков Б.А. [и др.]. Особенности сжигания попутного нефтяного газа в газотурбинных установках // Специализированный информационно-технический журнал «Турбины и дизели». – 2008. – № 3 (май-июнь). – С. 2–8.
23. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692/2013. – С. 91–95.
24. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10/2013. – С. 64–71.
25. Сливинский Е.В. [и др.]. Синтез Фишера-Тропша: современное состояние и принципы создания катализаторов // Нефтехимия. – 1998 – Т. 38. – № 4. – С. 243–268.
26. 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.
27. 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. Zaporozhets E.P. [et al.]. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of oil and natural gases: training manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012. – 620 p.
2. Siebert G.K. [et al.]. Technologies and techniques of oil gas gathering. – M. : Nedra, 2013. – 404 p.
3. Vernikovskaya M.V. [et al.]. Technological and economic advantages of the associated petroleum gas processing at the oilfields into the methane-hydrogen gas mixture for the power units feeding // Petroleum processing and petrochemistry. Scientific and technical achievements and best practices. – 2012. – № 11. – P. 7–12.
4. Kontorovich A.E., Eder L.V. New paradigm of the strategy for the raw material base development of the oil industry of the Russian Federation // Mineral resources of Russia. Economics and management. – 2015. – № 5. – P. 8–17.
5. Krylosov A.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Analysis of the Heather-Triter installation application in the system of the well products preparation on the Mongi field // Science. Technique. Technologiya (polytechnical bulletin). – 2019. – № 2. – P. 145–163.
6. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for associated petroleum gas treatment unit : Modern trends in the development of oil and gas and machine-building industries / collection of scientific papers on the materials of the I International Scientific Conference (May 25, 2016, Perm), under the general editorship of T.M. Sigito-va. – Perm : IE Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.
7. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urengoy gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.
8. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas treatment system at the Urengoi gas condensate field (by the example of UKPG-15) / Collection of scientific papers on the materials of All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanitarian and technical sciences». (June 17, 2016, Prokop'yevsk). – Prokop'yevsk, 2016. – P. 84–95.
9. Kusov G.V., Savenok O.V. Influence of automation and control systems on the reliability of functioning of gas gathering, preparation and transport systems // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of the XII International Scientific and Practical Conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48.

10. Kusov G.V., Savenok O.V. Justification of the exponential distribution law applicability at the reliability estimation of the block automated oilfield equipment // Mountain information-analytical bulletin. – 2016. – № 8. – P. 158–165.
11. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. Selection and justification of the reliability indices of the block automated oil-field equipment // Equipment and technologies for oil and gas complex. – 2016. – № 4. – P. 8–12.
12. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas preparation efficiency at the GTPG-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Technological part // Science. Technique. Technologiya (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 3. – P. 40–51.
13. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Processing Unit-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Modernization of the gas drying apparatuses // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 3. – P. 52–72.
14. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas collection and preparation system of Bovanenkovo mesto-born // Collection of articles of scientific-informational center «Znanie» on materials of the XX International correspondence scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.
15. Kusov G.V. Characteristics of the gas gathering and preparation system at the Medvezhiy field // Scientific forum. Siberia. – 2016. – T. 2. – № 4. – P. 31–33.
16. Kusov G.V., Savenok O.V., Odunlami Kazim Alan. System of gas gathering and preparation on the example of GPCG-13 of the Urengoi gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologic (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 4. – P. 120–133.
17. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Yuzhno-Yagunskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 133–141.
18. Kusov G.V. Carrying out of the ecological expertise of the projects in the Russian Federation and the legal aspects of the proposed mechanism realization // Science. Technique. Technologiya (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 207–230.
19. Lykov O.P. Manufacture of the motor fuel from the natural gas // Chemistry and technology of the top-lines and oils. – 1996. – № 3. – P. 15–24.
20. Lyats K.G. Designing and operation modes of the unique low-tonnage unit for methanol production at Yurkharovskoye field // Science & Technology in the Gas Industry. – 2008. – № 1. – P. 43–56.
21. Mullakhmetova L.I., Cherkasova E.I. Associated petroleum gas: preparation, transportation and processing // Bulletin of Technological University. – 2015. – T. 18. – № 19. – P. 83–90.
22. Rybakov B.A. [et al.]. Peculiarities of associated petroleum gas burning in gas-turbine units // Specialized information-technical journal «Turbines and diesel-li». – 2008. – No 3 (May-June). – P. 2–8.
23. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692/2013. – P. 91–95.
24. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies of processing and effective use of the associated petroleum gas // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.
25. Slivinsky E.V. [et al.]. Fisher-Tropsh Synthesis: current state and principles of co-creation of catalysts // Petrochemistry. – 1998 – T. 38. – № 4. – P. 243–268.
26. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of an influence of the gas purification from the carbon dioxide on its transportation on the main gas pipelines // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 74–77.
27. Zaporozhets E.P., Savenok O.V. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of the oil and natural gases. Certificate of state registration of the database № 2014620592. Application № 2014620261. Date of receipt is March 12, 2014. Date of state registration in the Register of Databases April 22, 2014.

УДК 622.276.72 + 537.63

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ
НА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТРОЙСТВ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ**



**INCREASING THE EFFECTIVENESS OF THE FIGHT
AGAINST PARAFFIN DEPOSITS
ON THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD
USING CONSTANT MAGNETIC FIELD DEVICES**

Лешкович Надежда Михайловна
старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. Обеспечение планируемых объёмов добычи нефти должно базироваться как на разработке и применении новых прогрессивных средств, техники и технологии, так и на совершенствовании существующих при условии учёта физико-геологических особенностей разрабатываемых месторождений и свойств добываемых нефтей. Целью данной работы является повышение эффективности борьбы с парафиноотложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении с использованием устройств постоянного магнитного поля. В статье проанализированы геологические и геофизические характеристики месторождения, текущие показатели его разработки и обоснована целесообразность применения магнитных устройств для борьбы с парафиноотложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении. Произведена экономическая оценка проектируемого мероприятия, которая демонстрирует экономическую эффективность выбранного проекта.

Ключевые слова: борьба с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении; классификация методов борьбы и ликвидации отложений асфальтенов, смол и парафинов; термическая обработка скважин; механические методы борьбы; предупреждение парафиноотложения с применением скважинных устройств постоянного магнитного поля; природа образования асфальто-смоло-парафиновых отложений; принцип действия устройств постоянного магнитного поля; анализ эффективности применения устройств постоянного магнитного поля; магнитный активатор ЗАО «Геопромышленные инновации».

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna
Senior lecturer
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The provision of the planned volumes of oil production should be based both on the development and application of new advanced tools, equipment and technology, and on the improvement of existing, subject to the physical and geological characteristics of the fields being developed and the properties of the extracted oils. The aim of this work is to increase the effectiveness of the fight against paraffin deposits at the Anastasievsko-Troitskoye deposit using constant magnetic field devices. The article analyzes the geological and geophysical characteristics of the field, current indicators of its development and substantiates the feasibility of using magnetic devices to combat paraffin deposits at the Anastasievsko-Troitskoye field. An economic assessment of the projected event was made, which demonstrates the economic efficiency of the selected project.

Keywords: fight against asphalt-resin-paraffin deposits at the Anastasievsko-Troitskoye field; classification of methods for controlling and eliminating deposits of asphaltenes, resins and paraffins; heat treatment of wells; mechanical methods of struggle; prevention of paraffin deposition using borehole devices of a constant magnetic field; nature of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits; principle of operation of devices of a constant magnetic field; analysis of the effectiveness of the use of constant magnetic field devices; magnetic activator of CJSC «Field innovations».

А анализ разработки месторождения
Состояние фонда скважин

Всего по месторождению пробурено 1576 скважин. Из них 1561 добывающих, 9 нагнетательных и 6 газовых. Подавляющее число скважин 1443 пробурено целенаправленно на IV горизонт без вскрытия нижних продуктивных горизонтов. Для контроля за перемещением ГНК по IV горизонту пробурено 35 наблюдательных скважин без проработки.

Практически до начала 2000-х годов скважины работали фонтанным способом за счёт удельного веса пластовой нефти, при появлении воды до 40-60 % скважины прекращали фонтанировать. В таких случаях на скважинах проводился капитальный ремонт по переносу интервала перфорации выше – ближе к ГНК.

Только в связи с падением давления по залежи в 2000-х годах осуществлены масштабные работы по переводу скважин на механизированный способ добычи нефти – газлифт. Большинство газлифтных скважин представляют из себя классический принудительный газлифт с подачей газа в затрубное пространство, 12 % действующего фонда скважин (63 скважины) оборудованы спецмуфтами и работают за счёт собственного растворённого газа – так называемый бескомпрессорный газлифт.

Скважины нижележащих «прочих» горизонтов в основном эксплуатируются газлифтным бескомпрессорным способом – 36 скважин, 3 скважины оборудованы установками УЭЦН и 11 скважин фонтанируют.

Максимальные уровни добычи нефти по месторождению (до 4,2 млн тонн/год) достигнуты в конце 70-х годов прошлого столетия при обводнённости продукции 10–15 %. Характеристика фонда скважин приведена в таблицах 1–3.

Таблица 1 – Характеристика фонда добывающих скважин

Характеристика фонда скважин	Объекты разработки							
	IV	IV газовая шапка	IVa	V	VI	VIa	VII	Всего
Пробурено	1443	0	16	63	27	8	4	1561
Возвращено с других горизонтов	17	0	0	0	0	0	0	0
Всего	1460	0	16	63	27	8	4	1468
В том числе:								
Действующие	365	0	6	28	10	6	0	415
из них: фонтанные	84	0	2	7	0	2	0	95
ЭЦН	0	0	1	0	1	1	0	3
ШГН	0	0	0	0	0	0	0	0
газлифт:	281	0	3	21	9	3	0	317
бескомпрессорный	63	0	3	21	9	3	0	99
компрессорный	218	0	0	0	0	0	0	218
Бездействующие	125	0	1	1	3	0	0	130
В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
В консервации	0	0	0	1	0	0	0	1
Наблюдательные	393	0	7	13	8	2	4	427
Переведены под закачку	23	0	0	0	0	0	0	23
Переведены на другие горизонты	0	0	0	12	5	0	0	
В ожидании ликвидации	418	0	1	6	1	0	0	426
Ликвидированные	87	0	1	2	0	0	0	90

Таблица 2 – Характеристика фонда нагнетательных скважин

Характеристика фонда скважин	Объекты разработки							
	IV	IV газовая шапка	IVa	V	VI	VIa	VII	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пробурено	0	0	0	5	4	0	0	9
Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0	0
Переведены из добывающих	23	0	0	0	0	0	0	23

Окончание таблицы 2

Всего	23	0	0	5	4	0	0	32
в том числе:								0
под закачкой	19	0	0	0	0	0	0	19
бездействующие	1	0	0	5	4	0	0	10
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	0
в консервации	3	0	0	0	0	0	0	3
в отработке на нефть	0	0	0	0	0	0	0	0
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 3 – Характеристика фонда газовых скважин

Характеристика фонда скважин	Объекты разработки							всего
	IV	IV газовая шапка	IVa	V	VI	VIa	VII	
Пробурено	0	6	0	0	0	0	0	6
Возвращено с других горизонтов	0	49	0	0	0	0	0	49
Всего	0	55	0	0	0	0	0	55
В том числе:								0
Действующие	0	49	0	0	0	0	0	49
Бездействующие	0	4	0	0	0	0	0	4
В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
В консервации			0	0	0	0	0	0
Наблюдательные	0	2	0	0	0	0	0	2
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации			0	0	0	0	0	0
Ликвидированные			0	0	0	0	0	0

Состояние разработки месторождения по горизонтам

Нефтегазоконденсатная залежь IV горизонта

С 2007 года возобновлена закачка воды в IV горизонт. В связи с падением пластового давления по залежи нагнетание осуществляется в водонасыщенную часть горизонта.

Добыча газа из газовой шапки залежи осуществляется 49 скважинами.

По мере разбуривания залежи добыча нефти нарастала и достигла максимума 4181 тыс. тонн в 1977 году, что составляло 4,3 % от утверждённых извлекаемых запасов. Обводнённость продукции к этому периоду достигла 11,4 %. Практически все скважины эксплуатировались фонтанным способом за исключением скважин, оборудованных для газлифтной эксплуатации для испытания данного метода подъёма жидкости.

В период 1967-1980 гг. газ отбирался из газовой шапки месторождения в объёмах 200-600 млн м³ в год (максимум 659 млн м³ в 1978 году). В этот же период для компенсации снижения пластового давления в газовой шапке и перемещения ГНК в газонасыщенную часть пласта над диапировым ядром осуществлялась закачка воды.

Даже отбор газа из газовой шапки залежи в объёмах до 600 млн м³ в год вызвал снижение пластового давления до 14,9 МПа и перемещение ГНК, что в конечном итоге привело к резкому падению годовых отборов нефти.

В 1979 году снижение добычи нефти составило 6 %, в 1980 году 19 % и наиболее резко падение уровней добычи нефти составило в 1981 году – 37 %. За три года отборы нефти сократились на 52 %.

Прекращение отбора газа из газовой шапки в 1981 году способствовало длительному (до 1996 года) периоду стабилизации пластового давления, медленному снижению

уровней добычи нефти с темпом падения 1–4 %, незначительному росту обводнённости продукции с 32 % в 1982 году до 35 % в 1996 году.

С 1996 года вновь начат отбор газа из газовой шапки, который с 2000 года приобрёл промышленные масштабы.

Отбор газа из газовой шапки привнёс достаточно большие осложнения в процесс выработки запасов нефтяной оторочки, наиболее значимыми из которых являются:

- снижение пластового давления и необходимость перевода всего фонда скважин на механизированный способ добычи нефти. Водонапорная область способна компенсировать отборы пластовых флюидов без снижения пластового давления в объемах до 6 млн м³ в пластовых условиях. Текущее пластовое давление по залежи в целом по состоянию на 01.01.2011 г., приведённое к начальной отметке ВНК, составляет 13,7 МПа;
- перемещение ГНК вызвало необходимость резкого увеличения количества капитальных ремонтов скважин по переносу интервалов перфорации, снизило эффективность КРС и, как следствие, резко ухудшило экономические показатели разработки нефтяной оторочки;
- необходимость в резком увеличении отборов жидкости из нефтяной оторочки для выравнивания баланса отборов из нефтяной оторочки и газонасыщенной части пласта.

Контроль за положением ВНК и ГНК осуществляется методами ИННК постоянно с 1969 года. Два раза в год осуществляется замеры в контрольных неперфорированных скважинах и транзитных скважинах на более глубокие горизонты.

В связи с ростом темпов перемещения нефтяной оторочки до 3–4 м в год перенос интервалов перфорации в скважинах осуществляется практически на границу «нефть-газ» и большинство скважин в начальный период работает с повышенными газовыми факторами и буферными давлениями, т.е. в газожидкостном режиме.

Таким образом, приемы регулирования разработки нефтяной оторочки при газожидкостной технологии разработки нефтегазоконденсатной залежи на завершающей стадии разработки приобрели в настоящее время для залежи нефти IV горизонта наиболее важное значение.

Нефтяная залежь IVa горизонта

Залежь нефти разрабатывалась самостоятельным объектом со средней плотностью сетки скважин 26,2 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1965 году 27 тыс. тонн при обводнённости продукции 5 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 3 %. В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванный переводом скважин на основной продуктивный объект месторождения.

Возврат скважин на объект разработки в 1987–1993 гг. позволил довести уровни добычи нефти только до 10 тыс. тонн в год (1 % от извлекаемых запасов нефти) при обводнённости продукции 50–60 %.

В разработке перебивало 39 скважины.

Залежь нефти характеризуется низкой выработанностью 43,5 %, обусловленной геологическими причинами и недостаточной плотностью сетки скважин. Именно из-за недостаточной плотности сетки скважин и низких уровней добычи нефти и жидкости пластовое давление по залежи находится практически на начальном уровне – 15,6 МПа.

Геологические особенности горизонта – выклинивание и замещение пачек.

Залежь нефти разрабатывалась без поддержания пластового давления и в настоящее время не обводнена. В эксплуатации находится 7 скважин со средним дебитом по нефти 2,1 тонн/сут.

За 2018 год добыто 16,2 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 19,4 %, что составляет 1,5 % от начальных извлекаемых запасов и 3,5 % от текущих.

Всего по объекту добыто 435 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,095. Наибольшей выработанностью характеризуется западный участок залежи – текущий КИН 0,16, по восточному участку залежи текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 0,08.

Нефтяная залежь V горизонта

Залежь нефти V горизонта является наиболее крупной из всех «прочих» подсчётных объектов месторождения.

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно с VI горизонтом и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки со средней плотностью сетки скважин 15,4 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1961 году 484 тыс. тонн при обводнённости продукции 3,1 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 6,2 %. Залежи нефти практически сразу (с 1957 года) разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с рядным расположением скважин.

Нагнетание воды способствовало вытеснению нефти и стабильному пластовому давлению по залежи, однако, уровни компенсации отборов пластовых флюидов 150–250 % следует признать чрезмерными.

Залежь нефти разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с самого начала разработки, накопленная компенсация отборов закачкой составляет 143 %. Нагнетание воды прекращено в 1989 году. В эксплуатации находится 29 скважин со средним дебитом по нефти 3,6 тонн/сут. Компенсация отборов жидкости закачкой в объемах до 250 % в год в период 1970–1983 гг. вызвало даже рост пластового давления по сравнению с начальным (17,4 МПа) до 17,9 МПа. После прекращения закачки пластовое давление стало снижаться и по состоянию на 01.01.2019 г. составило в среднем по залежи 15,3 МПа.

За 2018 год добыто 35,8 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 76,7 %, что составляет 0,3 % от начальных извлекаемых запасов и 7,6 % от текущих.

Всего по объекту добыто 7589 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,362.

Текущий коэффициент нефтеотдачи участка залежи, ограниченного линией скважин №№ 840-69-396-397-48-807-830 и водонефтяным контактом составляет 0,408 при текущей обводнённости продукции 84 %, по другим блокам, разграниченным линией нагнетания, варьирует в пределах 0,24–0,36. Наименьшей выработанностью характеризуется западное крыло залежи.

Совокупность технологических показателей разработки объекта позволяют рекомендовать довыработку остаточных запасов нефти по залежи с восстановлением системы ППД с интенсификацией отборов по западному крылу залежи путём возврата добывающего фонда скважин с IV горизонта после отработки на нем и бурения новых скважин.

Нефтяная залежь VI горизонта

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно с VI горизонтом и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки со средней плотностью сетки скважин 13,6 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1958 году 251,5 тыс. тонн при обводнённости продукции 0,3 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 6,5 %. Залежи нефти практически сразу (с 1957 года) разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с рядным расположением скважин.

Нагнетание воды способствовала вытеснению нефти и стабильному пластовому давлению по залежи, однако уровни компенсации отборов пластовых флюидов 120–220 % следует признать чрезмерными.

В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванный быстрым обводнением скважин закачиваемой водой.

Объединение залежей в единый эксплуатационный объект разработки в условиях отсутствия промысловых геофизических исследований по контролю за разработкой привело к субъективному распределению отборов жидкости и нагнетания по скважинам, что затрудняет определение выработанных участков и пропластков по залежам V и VI горизонтам.

Кроме того, по обеим залежам имелись неточности при выделении нефтенасыщенных толщин, что привело к завышению геологических и извлекаемых запасов нефти.

В разработке пребывало 132 скважин.

Важной особенностью разработки объекта является перевод скважин на IV горизонт при снижении производительности по целевому горизонту даже при обводнённости продукции 10–30 %, что обусловило наличие невыработанных участков залежи.

Залежь нефти характеризуется выработанностью 64,6 %, и обеспеченностью текущей добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами 79 лет.

Залежь нефти VI горизонта является второй по величине запасов нефти из всех «прочих» подсчетных объектов месторождения.

Залежь нефти разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с самого начала разработки, накопленная компенсация отборов закачкой составляет 133,2 %. Нагнетание воды прекращено в 1989 году. В эксплуатации находится 13 скважин со средним дебитом по нефти 2,4 тонн/сут.

За 2018 год добыто 7,4 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 66,3 %, что составляет 0,2 % от начальных извлекаемых запасов и 0,5 % от текущих.

Всего по объекту добыто 2524 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,186.

Текущий коэффициент нефтеотдачи участка залежи, ограниченного линией скважин №№ 524-331-895-890-885-1796-776-322 и водонефтяным контактом составляет 0,294 при обводнённости продукции переведённого на вышележащий объект разработки менее 30 %, по другим блокам, разграниченным линией нагнетания, варьирует в пределах 0,16–0,24. Наименьшей выработанностью характеризуется западное крыло залежи.

Указанные факторы позволяют констатировать наличие больших невыработанных участков залежи и возможность обеспечения коэффициента нефтеизвлечения на уровне 0,35–0,40.

Подтверждением такого убеждения являются результаты гидроразрывов пластов, выполненных по 5 скважинам горизонта в 2007 году и 7 скважинам в 2010 году. Следует отметить, что скважины, выбранные под ГРП, находятся далеко не в лучших геологических условиях.

Поддержание пластового давления по залежи обеспечило постоянство пластового давления в динамике на уровне первоначального 17,4 МПа, которое держалось до 1990 года. Текущее пластовое давление по данным исследований 11 скважин показывает существование депрессионной воронки, вызванной интенсификацией отборов после ГРП, и составляет в среднем 14,1 МПа в зоне отбора. Указанное снижение пластового давления позволяет рекомендовать организацию очагового ППД непосредственно на анализируемом объекте.

Совокупность технологических показателей разработки объекта позволяют рекомендовать довыработку остаточных запасов нефти по залежи с возобновления системы ППД с интенсификацией отборов по всей площади залежи путем бурения добывающего фонда скважин с обязательным проведением ГРП во всех скважинах.

Нефтяная залежь VIa горизонта

В пределах горизонта находятся две самостоятельные изолированные залежи на Анастасиевском и на Троицком участках месторождения.

Залежи нефти разрабатывались самостоятельно со средней плотностью сетки скважин 32,8 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1961 году – 62 тыс. тонн при обводнённости продукции 0,5 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 2,2 %. В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванный обводнением скважин пропластковой водой.

Снижение пластового давления по залежи в начальный период дренирования до 15,6 МПа к началу 70-х годов обусловлена отборами жидкости в объёмах до 60 тыс. тонн в период 1960–1965 гг. В последующем пластовое давление стабилизировалось на этом уровне, что связано с сокращением отборов жидкости до 10–20 тыс. тонн в год. Следует отметить, что увеличение отборов жидкости в 2008–2010 гг. до 50-70 тыс. тонн в год не повлекло за собой снижение пластового давления, поскольку отборы сосредоточены на Анастасиевском участке залежи с активной водонапорной областью.

В разработке перебивало 33 скважины.

Залежь нефти характеризуется различной выработанностью – Троицкая залежь выработана полностью, Анастасиевская залежь выработана на 78,4 %, и обеспеченность текущей добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами составляет 9 лет.

Нефтяная залежь VII горизонта

Залежь нефти разрабатывалась тремя скважинами №№ 8, 631 и 633 со средней плотностью сетки скважин 13 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1960 году – 5 тыс. тонн при обводнённости продукции 13,8 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 13,9 %.

В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванных обводнением скважин пропластковой водой.

В разработке перебивало 3 скважины.

Залежь нефти характеризуется высокой выработанностью 83,4 % и законсервирована.

Фонтанный способ эксплуатации скважин позволил обеспечить высокий коэффициент эксплуатации (0,98) и высокий коэффициент использования скважин (0,99) на протяжении всего 50-летнего периода разработки месторождения.

Единственными недостатками эксплуатации скважин, пробуренных на «прочие» горизонты, являются перевод скважин на вышележащий объект разработки – IV горизонт без отработки на целевом объекте до 95 % обводнённости и совмещение в один объект разработки залежей нефти V и VI горизонтов.

VII горизонт представлен небольшой залежью нефти на Анастасиевской площади.

Залежь нефти разрабатывались без применения поддержания пластового давления и в настоящее время не эксплуатируется.

Всего по объекту добыто 30 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,246.

Текущий коэффициент нефтеотдачи залежи близок к утверждённому – остаточные извлекаемые запасы составляют 6 тыс. тонн.

Для выработки остаточных извлекаемых запасов предлагается использовать одну из добывающих скважин № 633 или № 631 после их отработки на вышележащих горизонтах или даже обе.

Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении

Классификация методов борьбы и ликвидации асфальто-смоло-парафиновых отложений

Борьба с АСПО включает в себя методы предупреждения и ликвидации.

Методы предупреждения:

- применение гладких покрытий;
- химические (ингибиторы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы));
- электрические или электромагнитные (наложение поля на продукцию и уменьшение прочности АСПО);
- вибрационные (создание ультразвуковых колебаний в области отложений АСПО).
- механические (использование пластинчатых, спиральных, летающих скребков, скребков-центраторов, покрытий).

Методы ликвидации:

- термические (закачка горячей воды, нефти, пара, электропрогрев установками ППУ, АДПУ, СУЭПС);
- механические (скребки, скребки-центраторы);
- химические (растворители).

Термическая обработка скважин

Тепловые методы заключаются в прогреве ствола скважины и призабойной зоны пласта с целью расплавления и удаления АСПО. Прогрев может быть осуществлен несколькими способами: путем нагнетания в скважину и пласт теплоносителей (горячей

нефти или воды, перегретого водяного пара и т.п.); с помощью электронагревателей; за счёт экзотермической реакции агентов, введённых в скважину.

Тепловая обработка или термообработка скважины и ПЗП на протяжении многих лет и до настоящего времени является наиболее распространённым способом борьбы с отложениями парафина. С этой целью в затрубное пространство агрегатом подается нагретый теплоноситель, который нагревает НКТ, а восходящий по НКТ поток газожидкостной смеси растворяет и выносит отложения. Основными особенностями метода являются тепловое взаимодействие нисходящего и восходящего потоков, а также большие тепловые потери на нагрев труб и горных пород, окружающих скважину.

В результате при тепловой обработке прогревается лишь верхняя часть скважины, ликвидация АСПО на больших глубинах идет медленно. Более эффективной является технология, по которой НКТ поднимают на поверхность, помещают в кассеты по 10–20 труб в каждую и обрабатывают перегретым паром. Размягчённый и расплавившиеся отложения удаляют с помощью поршней, которые вставляют в трубы.

На месторождении применяется циклическая паротепловая обработка при глубине скважины до 1500 м. Для прогрева пласта вокруг скважины радиусом 30 м требуется закачать до 1000–3000 м³ насыщенного водяного пара. Эту операцию производят с помощью передвижных паровых установок типа ППУА-1200/100 (рис. 1), смонтированных на шасси автомобилей высокой проходимости КамАЗ и используемых для депарафинизации НКТ в скважинах и выкидных линиях.



Рисунок 1 – ППУА-1200/100 на шасси автомобиля КамАЗ

При закачке нагретого теплоносителя в пласт происходит его постепенное остывание, поэтому в этом случае предпочтительней применение углеводородных жидкостей по сравнению с водой, несмотря на их меньшую теплоемкость, так как они совмещают функции теплоносителя и растворителя и не вызывают отрицательных побочных явлений (набухание глин, разрушение скелета пород, снижение нефтепроницаемости). Для этого используются АДПМ 12/150-2 (рис. 2).

При проведении тепловой обработки с использованием АДПМ контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемой нефти.

Технологическая схема тепловой обработки скважин с использованием ППУ представляет собой закачку пара в затрубное пространство скважины. При проведении тепловой обработки с использованием ППУ контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемого пара. Технологическая схема тепловой обработки скважины представляет собой закачку нефти (пара), нагретую АДПМ, ППУ. При закачке контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемой нефти (пара). При проведении промывки на добывающих скважинах, оборудованных УЭЦН, температура нефти (пара) не должна превышать 70 °С (для исключения возможности

оплавления кабеля). Обязка оборудования при проведении тепловой обработки должна обеспечивать герметичность процесса.



Рисунок 2 – АДПМ 12/150-2 на шасси автомобиля КамАЗ

Технология промывки горячей нефтью фонтанных скважин не отличается от таковой для скважин, эксплуатируемых ШГН. Разновидностью является использование для последних промывки одновременно с работой штанговых насосов. Это повышает эффективность отмыва отложений за счёт интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины.

Механические методы борьбы

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

В фонтанных скважинах используются раздвижные и так называемые «летающие» скребки.

Первые скребки, применявшиеся для удаления парафиновых отложений со стенок подъемных труб, имели постоянное сечение. Эти скребки приходилось спускать очень часто, так как даже при незначительном запарафинивании труб, они застревали в парафине и не проходили вниз.

Серьёзным усовершенствованием механического способа очистки явилось использование раздвижного скребка, состоящего из двух фигурных ножей, укрепленных на плоских металлических пластинах, к одной из которых подвешивается груз-утяжелитель.

Принцип работы раздвижного скребка основан на использовании энергии фонтанной струи. Скребок оснащен ножами-крыльями, которые складываются при движении вниз и раскрываются при движении вверх. Этим и обеспечивается подъёмная сила скребка. Переключение скребка на спуск и подъем производится верхним и нижним переключателями, установленными соответственно в устье арматуре и колонне НКТ. Частое заклинивание «летающих» скребков привело к ограничению их использования.

Механический способ удаления АСПО с поверхности НКТ и глубинно-насосного оборудования включает в себя применение различных скребков (рис. 3), укрепляемых на колонне насосных штанг, а также применение шагающего скребка, движущегося автоматически по колонне насосных штанг.

Скребки изготавливаются из стали, как правило, имеют форму пластин. Вращение колонны штанг со скребками осуществляется штанговращателем, представляющим собой диск с выполненными на его поверхности зубьями. Диск крепится на полированном штоке и получает крутящий момент от двигателя, рычаг которого взаимодействует с упором, установленным на устье скважины. При ходе штанг, а, следовательно, и пластин, снизу вверх поворота не происходит, поэтому скребки срезают АСПО лишь по узкой линии, соответствующей толщине скребка. При движении колонны штанг вниз, которое сопровождается их вращением, скребки срезают парафиновые отложения с поверхности трубы по винтовой линии.

За один ход полированного штока штанговращатель поворачивает колонну на определённый угол, значение которого пропорционально количеству зубьев.



Рисунок 3 – Скребок скважинный

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах методом напрессовки укрепляются пластиковые конические скребки.

К недостаткам метода относятся затруднения, возникающие при спуске штанг со скребками, случаи аварий при заклинивании колонны штанг в результате отрыва скребков от штанг, неудовлетворительная очистка труб от АСПО вследствие сдвига скребков по штанге.

По указанным причинам приходится через определенный период времени поднимать трубы и штанги на поверхность для их очистки и замены скребков.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что наилучшим исходом является предупреждение образования АСПО, а не ликвидация образовавшихся на стенках оборудования отложений. Для эффективного предупреждения необходимо найти рациональный и экономически выгодный метод, которым может послужить применение скважинных магнитных устройств.

Предупреждение парафиноотложения с применением скважинных устройств постоянного магнитного поля

Природа образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Прежде чем парафин выделяется на поверхности оборудования скважины, его кристаллические структуры преобразуются в сплошную решётку словно лента. В таком состоянии его адгезионные свойства усиливаются, способность «прилипания» интенсифицируется. Если в нефти содержится достаточное количество асфальтенов, то они проявляют депрессорные свойства. Зародышевые центры могут быть образованы из самих асфальтенов. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру, т.е. образование сплошной решётки не происходит.

Результатом данного процесса является то, что парафин перераспределяется между большим количеством малых центров и выделение ослабляется. Смолы, в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Как и асфальтены, смолы влияют на величину температуры насыщения парафином нефти, однако характер этого влияния противоположный: с ростом их массового содержания в

нефти температура насыщения возрастает (если, например, присутствие смол увеличить с 12 до 32 %, то температура насыщения повысится от 22 °С до 43 °С). Температура насыщения нефти парафином находится в прямой зависимости от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтовых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти.

С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях А/С наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти.

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твёрдой органической фазы на поверхности оборудования. При этом образование отложений может происходить либо за счёт сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твёрдой фазы, либо за счёт возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования. Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна, парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически.

Принцип действия устройств постоянного магнитного поля

Асфальто-смоло-парафиновые отложения, осаждающиеся на металлических поверхностях промыслового оборудования, препятствуют добыче нефти и осложняют эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. Основными компонентами АСПО являются парафино-нафтеносодержащие и реже парафино-нафтеносодержащие углеводороды, конденсированные в асфальтеновых кластерах, образующие в присутствии смол асфальтеновые коллоиды. Асфальтеновые ассоциаты существенно влияют на парафинизацию скважин, так как с одной стороны не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпадать из потока, а с другой стороны сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности труб. АСПО, осаждающиеся на внутренней поверхности магистральных трубопроводов, часто имеют отличный компонентный состав и кристаллическую структуру. Это связано с тем, что при температурах ниже 20 °С начинается дезактивация САВ как поверхностно-активных веществ и все парафино-нафтеносодержащие углеводороды, которые при более высоких температурах были связаны смолисто-асфальтеновой оболочкой и имели собственные температуры кристаллизации выше 20 °С, начинают выпадать, вызывая тем самым обвальную парафинизацию трубопроводов.

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти. Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твёрдых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

Работа магнитных устройств приводит к изменению физико-химических свойств перекачиваемой через магнитное устройство смеси (МУС), вследствие чего количество АСПО и солей на стенках НКТ, нефтепроводах, наземном и другом оборудовании значительно снижается. Сущность метода заключается в том, что водонефтяная эмульсия или вода пускается через рабочий зазор магнитного контура, где приобретает новые физические свойства, не изменяя своего химического состава. Присутствующие в нефтескважинных жидкостях неорганические соли и асфальто-смоло-парафины, обработанные магнитным полем, теряют способность создавать твёрдые отложения (рис. 4)

на внутренних поверхностях оборудования, происходит разрушение центров их кристаллизации, они не выпадают в осадок в процессе движения, а выносятся потоком наверх на устье, где отделяются от нефти при дальнейшей технологической подготовке.

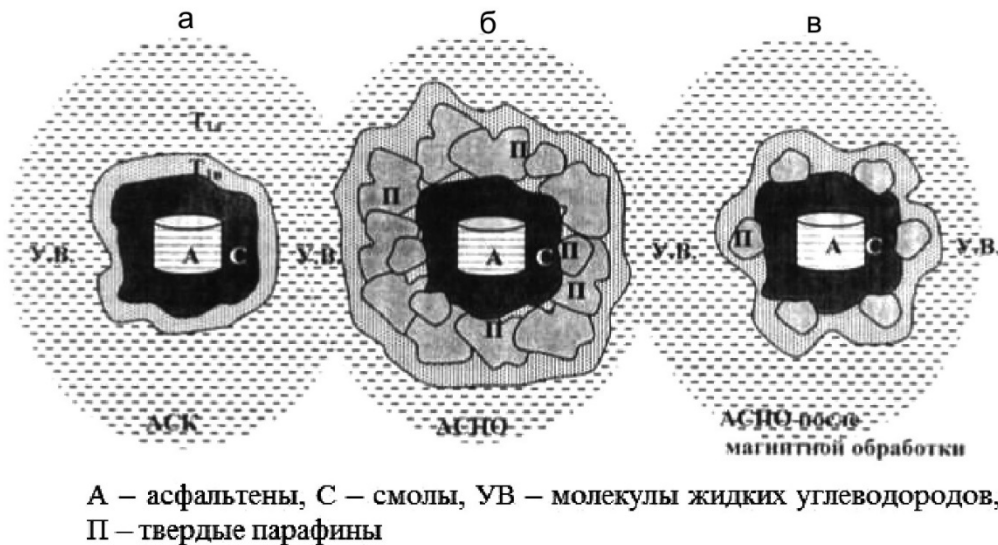


Рисунок 4 – Схема формирования АСПО и влияние на них магнитной обработки

В целом метод обработки водонефтяной эмульсии и воды магнитными полями имеет следующие достоинства:

1. При обработке нефти магнитными полями снижается интенсивность образования асфальто-смоло-парафиновых отложений до 90 % и солеотложений до 45 %. Вероятность образования гидратных пробок снижается в 3–5 раз.
2. Омагниченная вода имеет пониженную коррозионную активность. Наблюдается уменьшение скорости коррозии для стали до 50 % при первичной обработке водных систем. При непрерывном воздействии магнитного поля в замкнутых системах циркуляции антикоррозийный эффект достигает 95 %.
3. Омагниченная вода снижает набухаемость глин в призабойной зоне пласта и при закачке её в пласт, в связи с изменением физических свойств, увеличивается приемистость нагнетательных скважин.

Под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа, находящихся при концентрации 10–100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100–1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объёмной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки обеспечивает, по мнению некоторых исследователей, газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин.

Анализ эффективности применения устройств постоянного магнитного поля

Проведены лабораторные испытания по определению эффективности магнитной обработки жидкости при изменяющихся скоростях потока жидкости устройства, разработанного ОАО «ПермНИПИнефть». Магнитной обработке была подвергнута проба поверхностной нефти из скважины Туркинского месторождения с плотностью $\rho = 0,851 \text{ г/см}^3$ и вязкостью $\mu = 9,69 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Расчёт эффективности магнитной обработки нефти производили по формуле:

$$\mathcal{E}_m = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100 \%,$$

где \mathcal{E}_m – эффективность магнитной обработки нефти, %; P_1 – масса осаждённых отложений из неомагнитной пробы, г; P_2 – масса осаждённых отложений из омагнитной пробы, г.

По результатам этих испытаний можно сделать следующие выводы:

1. Устройство с непрерывной магнитной системой значительно эффективнее ($\mathcal{E}_m = 44,29 \%$), чем устройство с прерывистой магнитной системой ($\mathcal{E}_m = 4,79 \%$).

2. Эффективность магнитной обработки повышается с увеличением длины магнитной системы. При длине модуля $L = 165$ мм, $\mathcal{E}_m = 36,10 \%$, при длине модуля $L = 430$ мм, $\mathcal{E}_m = 39,69 \%$ и при длине модуля $L = 560$ мм, $\mathcal{E}_m = 44,29 \%$.

3. Стабильная эффективность магнитной обработки нефти достигается в широком диапазоне скоростей течения жидкости. Величина среднеквадратичного отклонения эффективности магнитной обработки жидкости в устройстве составила $\pm 1,79 \%$ (при длине модуля $L = 560$ мм).

В НГДУ «Иркеннефть» ОАО «Татнефть» проводились испытания опытного образца устройства для магнитной обработки УМО. Опытный образец состоит из магнитных элементов диаметром 130 мм и магнитных элементов диаметром 70 мм, установленных поочередно на штоке из нержавеющей стали и отделённых друг от друга алюминиевыми втулками шириной 40 мм. Магнитные элементы, представляют собой пару 132 цилиндрических магнитов шириной 15 мм, направленных одноимёнными полюсами друг к другу и разделённых алюминиевыми дисками-втулками шириной 15 мм. Устройство УМО с помощью центраторов было установлено в приёмном коллекторе (внутренний диаметр коллектора 159 мм). Контрольные замеры показали, что в результате установки УМО приёмистость 5 малодобитных нагнетательных скважин увеличилась на 35–50 %. Давление на устье нагнетательных скважин уменьшилось в среднем на 15 %.

В 2007 году на условиях опытно-промышленных испытаний были приобретены и спущены в скважины ООО «РН-Краснодарнефтегаз» 10 устройств магнитных трубных (УМС-ОМ-73, УМС-ОМ-60) производства ЗАО НПК «Новация».

Испытания показали высокую эффективность испытуемых устройств, экономичность, экологическую чистоту и продолжительность работы без затрат в процессе эксплуатации. Межочистной период в испытуемых скважинах возрос в несколько раз, сократились отложения асфальтенов, смол, парафинов, солей и гидратов на стенках насосно-компрессорных труб и насосном оборудовании на 60–80 %, снизилась скорость коррозии до 50 %, увеличилась приёмистость нагнетательных скважин до 30 %. Было установлено, что магнитная система должна обеспечивать в зоне обработки нефти напряжённость магнитного поля от +1200 до –1200 Эрстед.

В результате анализа результатов применения магнитной обработки можно сделать вывод о том, что метод является достаточно эффективным для того, чтобы использоваться в качестве замены традиционных способов борьбы и ликвидации асфальто-смоло-парафиновых отложений на Анастасиевско-Троицком месторождении.

Магнитный активатор ЗАО «Геопромысловые новации»

ЗАО «Геопромысловые новации» – это отечественная компания, занимающаяся разработкой и производством магнитных устройств (магнитных активаторов). Магнитные активаторы компании хорошо зарекомендовали себя в работе, поэтому являются отличным кандидатом для использования на Анастасиевско-Троицком месторождении в качестве современного метода борьбы с отложениями.

Скважинный аппарат по конструкции прост и является отрезком НКТ со стандартной резьбой. На этом отрезке с внешней поверхности расположена магнитная система, которая защищена герметичным кожухом, служащим одновременно магнитопроводом. Рабочий канал аппарата изготовлен из ферромагнитного материала, который является экраном для магнитного поля. Конструктивные особенности предложенных магнитных аппаратов позволяют устанавливать их в скважинах с любыми способами эксплуатации без ограничений по глубине и дебиту.

В основе используются магнитные камеры МК-200П-40, МК-150П-40, МК-100 П-40, МК-100С-40 и активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 различных модификаций. Корпус магнитного активатора выполнен из насосно-компрессорной трубы длиной 630 мм с резьбами на концах, со встроенной в него магнитной системой из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряжённости. По эффективности работы и техническим характеристикам активаторы во многом представляют собой аналоги активаторов американских фирм, однако по цене дешевле более чем в 4 раза. Пример магнитного активатора АМС-73М показан на рисунке 5.

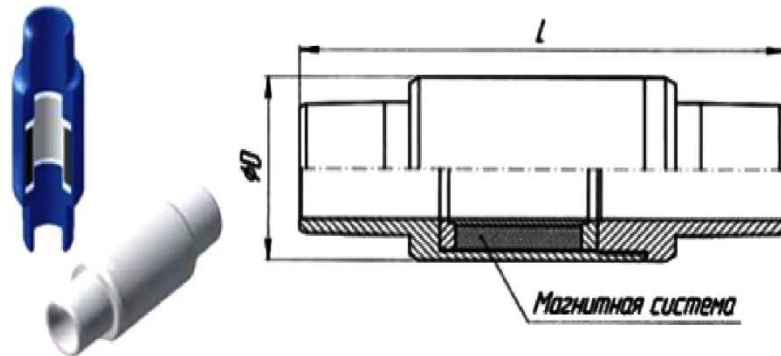


Рисунок 5 – Магнитный активатор АМС-73М

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины насосом типа ЭЦН рекомендуется устанавливать через 1–2 НКТ от насоса, ещё через 1 НКТ – обратный клапан, ещё через 1 НКТ – сливной клапан, схема установки показана на рисунке 6.

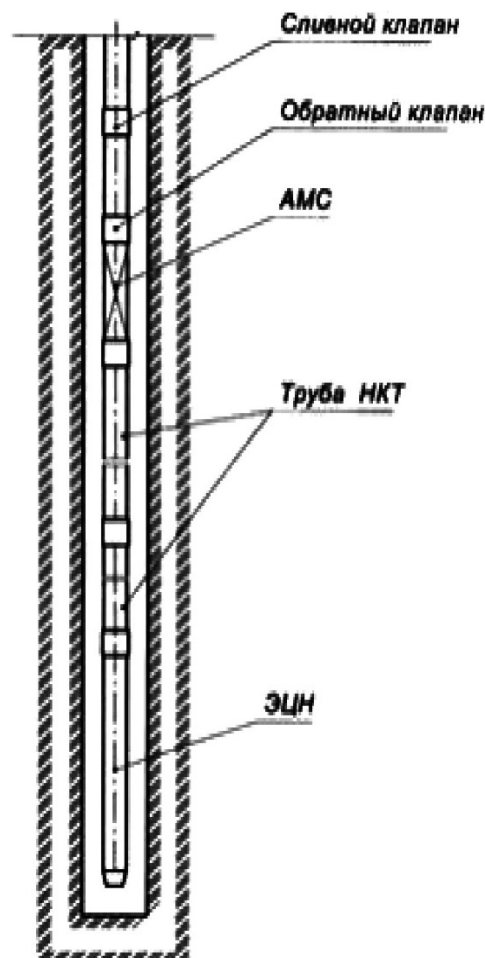


Рисунок 6 – Схема установки магнитного активатора в компоновке электроцентробежного насоса

Безреагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах. В связи с этим магнитные камеры используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре и во входе в АГЗУ с целью предупреждения солеотложений.

Магнитные устройства (рисунок 5) ЗАО «Геопромысловые новации» были опробованы в различных нефтегазодобывающих предприятиях. Магнитный активатор показал высокую эффективность при испытаниях (при расчётном межочистном периоде скважины в 45 суток НКТ с активатором эксплуатируется без очистки свыше 5 месяцев; при подъёме НКТ через 47 суток от начала испытаний отложений парафинов не имелось). Промышленные испытания магнитных активаторов АМС в ряде месторождений показали повышение среднего дебита жидкости в скважинах на 10–20 %, увеличение межремонтного периода в 3–8 раз.

Активатор магнитный скважинный (АМС) простой при эксплуатации, не нарушает технологический процесс, не оказывает отрицательного действия на обслуживающий персонал и окружающую среду. При повторном спуске АМС в скважину, достаточно очистить ее проходное сечение от ферромагнитных частиц (окалина, продукты коррозии, стружка и т.п.). Магнитные устройства при внедрении не нарушают технологический процесс, не ухудшают выход скважин на режим, позволяют сократить количество ремонтов и увеличить МРП, что существенно снижает себестоимость добычи нефти. Использование магнитных устройств не оказывает отрицательного влияния на обслуживающий персонал и окружающую среду.

Заключение

Использование магнитной обработки пластовых флюидов в условиях Анастасиевско-Троицкого месторождения, является оптимальной, современной и эффективной заменой традиционным способам борьбы с парафиноотложениями.

Технологическими достоинствами являются:

- экологичность;
- надёжность;
- увеличение межремонтного периода скважин;
- снижение скорости коррозии;
- уменьшение отложения парафинов, асфальтенов и смол.

В свою очередь, анализ экономических показателей показал экономический эффект внедрения магнитных устройств – эффект положительный: за счёт увеличения межремонтного периода скважин снижаются эксплуатационные затраты, что приводит к увеличению чистой прибыли.

Изученные по данной теме материалы позволяют судить о том, что на данный момент технология магнитной обработки достаточно освоена, а отечественные компании предлагают магнитные устройства различных параметров, что позволяет подобрать необходимый аппарат для условий конкретного месторождения.

Литература

1. 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.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2011. – 603 с.
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. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполум, 2018. – 476 с.

7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 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. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
11. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 14–19.
12. Баландин Л.Н., Елашева О.М., Дубовицкая Ю.А. Исследование и подбор растворителей АСПО // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 23–26.
13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 53–73.
16. Борзов М.И. Выбор способа эксплуатации нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 58–79.
17. Газизов В.З., Валяева А.О., Хаярова Д.Р. Анализ свойств АСПО и эффективность применения растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» для их удаления // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 65–67.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН – Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков : Строительство и ремонт скважин – 2010 / Сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября – 02 октября 2010 года, Геленджик, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.
19. Лешкович Н.М. Предупреждение парафиноотложений на Анастасиевско-Троицком месторождении с применением скважинных устройств постоянного магнитного поля // Рассохинские чтения: Материалы Международной научно-практической конференции (6–7 февраля 2020 года); Секция 2: Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа. – Ухта : ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», 2020.
20. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.
21. Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН – Краснодарнефтегаз» : Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития / Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2010; ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.

22. Савенок О.В., Пономарёв Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – № 9. – С. 32–37.
23. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования АСПО на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 24–25.
24. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620192. Заявка № 2012621424. Дата поступления 13 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 9 января 2013 г.

References

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes: a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – Vol. 1–2.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : ООО Prosveshchenie – Yug, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013-2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul 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. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated conditions of production. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – М. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Tronov, V.P. Mechanism of tar-paraffin deposits formation and struggle against them. – М. : Nedra, 1970. – 192 p.
11. Alexandrov A.N., M.K. Rogachev. Increase of efficiency of operation of wells by electric submersible pumps in conditions of formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles; under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 14–19.
12. Balandin L.N., Elashveva O.M., Dubovitskaya Yu.A. Research and selection of ARPD solvents // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles; under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 23–26.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Samoilov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of wells complicated by formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the example of Matrosovskoye field and development of recommendations on application of methods of struggle against ARPD // Scientific journal Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
15. Berezovskiy D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Measures on struggle against ARPD in the producing wells equipped with SNU at Stepanovskoye field // Scientific journal Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 2. – P. 53–73.
16. Borzov M.I. Selection of the oil exploitation method of the IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 58–79.
17. Gazizov V.Z., Valyaeva A.O., Khayarova D.R. Analysis of ARPD properties and efficiency of solvent application «MIA-Prom» and «INTAT-1» for their removal (in Russian) // Bulatovskie readings: proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles; under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 65–67.

18. Kusov G.V., Savenok O.V. Control methods of ARPD at the fields of OOO RN-Krasno-Darneftegaz by the example of Uspenskiy and Goryacheklyuchevskiy sites : Well Construction and Repair – 2010 / Collection of reports of the International Scientific and Practical Conference (September 27 – October 02, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Territory) / OOO Nitpo Research and Production Firm. – Krasnodar : LLC «Research and Production Firm «Nitpo», 2010. – P. 147–150.
19. Leshkovich N.M. Warning of paraffin deposits on Anastasievsko-Troitskoe mesto-birth with the use of borehole devices of a constant magnetic field // Rasokhin readings: Proceedings of the International Scientific Conference (February 6–7, 2020); Section 2: Development and operation of oil and gas fields. – Ukhta : FSBOU VPO «Ukhta State Technical University», 2020.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies to combat ARPD in the Vankor field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles; under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
21. Savenok O.V., Kusov G.V. Analysis of efficiency of application of ARPD control methods at well stock of OOO RN-Krasnodarneftegaz : Modern technologies of well workover and oil recovery enhancement. Prospects of development / Collection of reports from the 5th International Scientific and Practical Conference. Gelendzhik, Krasnodar-Krai, 2010; OOO «Research and Production Firm Nitpo». – Krasnodar : LLC «Research and Production Firm Nitpo», 2010. – P. 279–282.
22. Savenok O.V., Ponomariov D.M. The analysis of existing methods of struggle against asphalt-resin and paraffin deposits (ARPD) at oil production // Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea». – M. : VNIAOENG, 2011. – № 9. – P. 32–37.
23. Tronov V.P., Guskova I.A. Mechanism of ARPD formation at the late stage of fields development // Oil economy. – 1999. – № 4. – P. 24–25.
24. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-tar-paraffin deposits and hydra-forming: prevention and removal. – Certificate of state registration of the database № 2013620192. Application № 2012621424. Date of receipt: December 13, 2012. Registered in the Register of Databases on January 9, 2013.

УДК 622.242.6

**ОЦЕНКА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
КУСТОВОГО БЕЗАМБАРНОГО БУРЕНИЯ
НА ПРИМЕРЕ КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**EVALUATION OF ECOLOGICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY
OF CLUSTER-FREE DRILLING WELLS ON THE EXAMPLE
OF KOVYKTINSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD**

Меринов Иван Андреевич
Главный специалист
Управления по организации
и контролю бурения скважин
на месторождениях и ПХГ,
ООО «Газпром инвест»
ivanmerinov@bk.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены принципы инженерно-экологического зонирования и эколого-экономическая эффективность кустового безамбарного бурения. Описано оборудование циркуляционных систем для безамбарного бурения. Приведены пути утилизации отходов безамбарного бурения нефтяных скважин. Показано, что с целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающим комплексом ведутся разработки и внедряются новые природосберегающие технологии, в том числе осваивается безамбарное бурение, позволяющее значительно снизить объёмы производственных отходов.

Ключевые слова: безамбарное бурение скважин; принципы инженерно-экологического зонирования; эколого-экономическая эффективность кустового безамбарного бурения; оборудование циркуляционных систем для безамбарного бурения; утилизация отходов безамбарного бурения нефтяных скважин.

Merinov Ivan Andreevich
Chief specialist of the office
for organization and control of well drilling
on the fields and underground gas storages,
LLC «Gazprom invest»

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The article considers the principles of engineering-ecological zoning and ecological-economic efficiency of cluster-free drilling. Equipment of circulation systems for non-cylindrical drilling is described. Ways of disposal of wastes of non-cylindrical drilling of oil wells are given. It has been shown that in order to reduce the pollution of the environment by the oil and gas production complex, new natural technologies are being developed and introduced, including non-hazardous drilling, which allows to significantly reduce the volume of industrial waste.

Keywords: pitless well drilling; principles of environmental engineering zoning; ecological and economic efficiency of cluster barnless drilling; equipment of circulating systems for pitless drilling; recycling barnless oil drilling.

Введение

Актуальной задачей сегодняшнего дня в округе является щадящий режим природопользования, направленный на сохранение лесов, чистоты рек и озёр, обеспечение воспроизводства флоры и фауны, охрану редких и исчезающих животных и птиц.

Достигается это путём создания сети заповедных и особо охраняемых природных территорий, разработки и внедрения экологически чистых методов добычи нефти и газа, применения в лесной промышленности безотходных технологий, строительства эффективных очистных сооружений.

Для осуществления этих задач должна быть разработана концепция эколого-экономической сбалансированности развития промышленного и жилищного комплексов автономного округа, претворение в жизнь которой позволяет решать накопившиеся проблемы.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающим комплексом ведутся разработки и внедряются новые природосберегающие технологии. Осваивается безамбарное бурение, позволяющее значительно снизить объёмы производственных отходов.

**Принципы инженерно-экологического зонирования
и эколого-экономическая эффективность
кустового безамбарного бурения**

Обоснование выбора технических объектов и их размещения на территории месторождения должно отвечать критериям эколого-хозяйственной оптимизации. Под ней будем понимать достижение наиболее рационального экологического равновесия при хозяйственной деятельности, т.е. при максимуме экономической выгоды – минимум ущерба для окружающей природной среды. Эколого-хозяйственная оптимизация базируется на проведении соответствующих природоохранных мероприятий, которые направлены, с одной стороны, на сохранение окружающей природной среды, с другой – на соблюдение безопасности производства. Основой эколого-хозяйственной оптимизации являются эколого-экономические компромиссы. Это означает, что необходимы оценка и сбалансированный учёт природных, социально-хозяйственных, технических и технологических показателей по строительству и эксплуатации инженерных сооружений, разведке и разработке недр. Такая оценка может быть выполнена на основе функционального инженерно-экологического зонирования. Суть такого зонирования заключается в выделении участков различного функционального назначения и экологического режима использования.

В качестве примера рассмотрим Ковыктинское газоконденсатное месторождение, которое расположено в Жигаловском районе Иркутской области на юге Сибирской платформы в пределах Лена-Ангарского плато. Продуктивные горизонты залегают в породах докембрия на глубине около 3000 м. Месторождение характеризуется сложными горно-геологическими, инженерно-геологическими и экологическими условиями, что затрудняет его освоение. Особо следует отметить наличие зон аномально высокого давления пластовых рассолов (залегающих на глубинах около 1800 м), разбуривание которых приводило ранее к осложнениям и аварийным ситуациям.

При проведении зонирования Ковыктинского месторождения используются следующие критерии эколого-экономической оптимизации:

- экологическая ценность ландшафтов и их компонентов, определяемая по значимости выполняемых ими средозащитных, средообразующих, биостационарных и иных функций;
- ценность природных ресурсов (лесных основного и побочного пользования, водных поверхностных и подземных, промысловых животных и рыб и др.) с точки зрения их значимости для местных землепользователей;
- природоохранные ограничения, предъявляемые законодательством, в котором обосновывается выделение водоохранных, нерестовых, охотопромысловых, орехо-промысловых и других зон охраны природы и особо охраняемых природных территорий;
- состояние экосистем, антропогенная нарушенность которых снижает их экологическую и ресурсную ценность;
- пожароопасность территорий, определяемая классом горимости лесов;
- динамические категории ландшафтов, включающие коренные, мнимо коренные, серийные и устойчиво длительно производные группы фаций;
- уровень развития ландшафтов (оптимальный, ограниченный, редуцированный);
- техногенная устойчивость ландшафтов, определяемая по соотношению чувствительности, восстанавливаемости и способности к ассимиляции загрязнителей (буферность);
- инженерно-геологические условия – прочность грунтов, крутизна склонов, наличие многолетней мерзлоты и зон разгрузки подземных вод, их геологическая защищённость, развитие геодинамических процессов, в том числе опасных и катастрофических, например, оползней, просадок грунтов, наводнений и паводков в долинах рек и др.;

- горнотехнические условия бурения скважин, осложняющие их проходку – поглощения буровых растворов карстовыми пустотами и трещинами в зоне аэрации и интенсивного водообмена при размещении скважин на высоких водоразделах плато, что приводит к увеличению объёмов бурения, возрастанию риска аварийности в зонах аномально высокого пластового давления минерализованных вод (рассолов);

- схема размещения (кустования) скважин, обеспечивающая полный отбор (дренаж) газа продуктивных горизонтов.

Для рассмотренных критериев предложена система оценочных показателей, выполненная по трёхбалльной шкале. В обобщённом виде показатели делятся на пять групп. Показатели первой группы связаны с общими природоохранными ограничениями, второй – с условиями ведения лесного и охотничьего хозяйства, третьей – с инженерно-геологическими условиями строительства и эксплуатации инженерных сооружений, четвёртой и пятой определяются горнотехническими условиями бурения скважин и схемой размещения кустов. Интегральная инженерно-экологическая оценка является итогом перерасчёта суммарных значений трёхбалльной шкалы в пятибалльную. По принятой терминологии балл называется классом экологического бонитета.

В зоне I класса бонитета наиболее высокие ограничения на размещение промышленных объектов. Здесь представлены особо охраняемые и ценные в экологическом и хозяйственном отношении природные объекты и ресурсы, ландшафты с пониженной техногенной устойчивостью. Для зоны характерны неблагоприятные инженерно-геологические и горнотехнические условия. Сетка кустов добывающих скважин не обеспечивает требуемых параметров извлечения газа. В то же время земли этой зоны наиболее привлекательны для ведения охотничьего и лесного хозяйства.

В зоне V класса бонитета, напротив, нет особых природоохранных ограничений, ландшафты мало значимы в экологическом и ресурсном плане, устойчивы к техногенным воздействиям. Здесь преобладают гари, вырубки, техногенные пустоши и нарушенные вторичные леса. Инженерно-геологические условия благоприятны для строительства и эксплуатации инженерных сооружений, не выявляются геологические осложнения для бурения, выдерживается расчётная сетка кустования скважин. Поэтому такие земли не представляют особой ценности как лесные и охотничьи угодья, но как участки недр благоприятны для размещения объектов газового промысла, бурения и эксплуатации скважин. Разработку Ковыктинского газоконденсатного месторождения планируется осуществлять с использованием технологий кустового безамбарного бурения. Это сложный технический и технологический процесс, требующий особенно скрупулезного отношения к вопросам эколого-хозяйственной оптимизации.

Как отмечалось, под эколого-экономической эффективностью понимается получение наибольшего экономического и экологического эффекта при минимуме усилий. Она достигается посредством различных технических, технологических, проектных, нормативно-правовых и других решений, обеспечивающих наиболее выгодный экономический вариант, минимизацию ущерба окружающей среде, снижение производственных расходов и затрат на проведение природоохранных мероприятий. Применительно к бурению и эксплуатации скважин на нефть и газ удешевление себестоимости продукции и уменьшение техногенного воздействия на природные комплексы происходит за счёт применения прогрессивных технологий и экологизации производства. В совокупности они направлены на получение большего количества добываемого углеводородного сырья, уменьшение негативного влияния на окружающую природную среду и, как следствие, снижение платежей за изъятие земель, других природных ресурсов и объектов, их нарушение, загрязнение, рекультивацию. При этом требования к экологическому состоянию территории в зоне техногенного воздействия должны регламентироваться природоохранным законодательством.

Кустовое наклонное безамбарное бурение рассматривается как средство организации экономически и экологически эффективного строительства поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, добычи сырья. Оно позволяет более полно, рационально и комплексно осуществлять освоение и охрану недр, решать природоохранные задачи.

Кустовое бурение заключается в проходке с одной площадки пучка скважин, одной вертикальной и нескольких (обычно до 4–7) наклонных. Впервые его стали

применять при бурении с морских платформ на шельфе. Однако впоследствии такой способ нашёл применение и на суше. Сегодня наиболее разработана технология безамбарного бурения в таких крупных компаниях как «British Petroleum», «Rust Environment & Infrastructure», «Baker Hughes», «Ethyl Corporation», «Great Lake Chemical Corporation» и других. Существует богатый мировой опыт разработки месторождений полезных ископаемых методами глубокого кустового безамбарного бурения с соблюдением норм экологической безопасности. Большинство ведущих компаний мира основывают свою доктрину на концепциях допустимого риска. Многие производители вкладывают большие финансовые средства в охрану окружающей природной среды как гарант снижения общего риска производства, обеспечения экономической выгоды (прибыли) при соблюдении норм охраны окружающей среды.

Строительство, проходка и эксплуатация кустов скважин позволяет сократить производственные расходы за счёт обустройства одной площадки вместо нескольких при традиционном вертикальном бурении. За счёт централизации происходит упрощение производственной и социально-хозяйственной инфраструктуры, связанной со строительством и эксплуатацией инженерных сооружений и обслуживанием персонала. Сокращается протяжённость линейных сооружений – дорог, трубопроводов, линий электропередачи и связи. Уменьшается количество площадочных объектов, прежде всего, буровых площадок, УППГ, компрессорных станций, запорной арматуры, жилых посёлков и др. Особое значение снижение площадей временного и постоянного землеотвода имеет в районах с природоохранными ограничениями. Бурение с одной площадки расходящихся в разные стороны наклонных скважин позволяет дренировать большую площадь продуктивного горизонта, в том числе участков недр, расположенных под территориями с неблагоприятными инженерно-геологическими и экологическими условиями, а также избежать проходки скважин в зонах разломов и аномально высокого давления рассолов, в местах слабо изученных поисково-разведочными буровыми и геофизическими методами.

К ограничениям кустового наклонного бурения в условиях Ковыктинского месторождения относятся: удлинение ствола наклонной скважины, недостаток мощности отечественных буровых станков для бурения скважин длиной более 6000 м, необходимой для достижения глубины забоя 3000 м в радиусе забора газа 2000 м. Используемые зарубежные станки и оборудование имеют значительно больший вес, габариты и цены. Поэтому стоимость работ с учётом затрат на перевозку и монтаж оборудования, обучение персонала превышает казахстанские, что снижает рентабельность производства и срок окупаемости.

Технология безамбарного бурения позволяет проводить очистку поступающей из скважины загрязнённой промывочной жидкости на специальных установках без использования котлованов-отстойников. В этом случае цикл повторного водопотребления становится замкнутым, снижается емкостной парк. Для соблюдения природоохранных требований очистки применяется специально разработанный токсикологический контроль. Экологически позитивным фактором является также сокращение землеотвода под амбары, исключаются нарушение окружающей природной среды при их строительстве и эксплуатации, фильтрация загрязнителей в подстилающие горизонты.

Существуют и объективные технологические и технические сложности, которые снижают экономическую значимость безамбарного бурения. Они связаны с переностройкой очистных сооружений при использовании разных типов буровых растворов, применяемых при проходке пластов в зоне аэрации и интенсивного водообмена, пресных водоносных горизонтов, солевых и подсолевых горизонтов в зоне замедленного водообмена. Рассмотренный подход к обустройству Ковыктинского газоконденсатного месторождения на основе функционального инженерно-экологического зонирования, ориентированного на применение кустового безамбарного бурения, позволяет повышать рентабельность газового промысла, снижать уровень техногенного воздействия на окружающую среду, находить компромиссные решения с другими землепользователями, обеспечивать экологическую безопасность производственного процесса, отвечает принципам комплексного природопользования и рационального освоения недр в сырьевых районах, требованиям природоохранного законодательства. Кроме всего прочего,

необходим также комплексный и сбалансированный учёт эколого-социальных факторов, экономических и внеэкономических показателей, влияющих на эффективность недропользования.

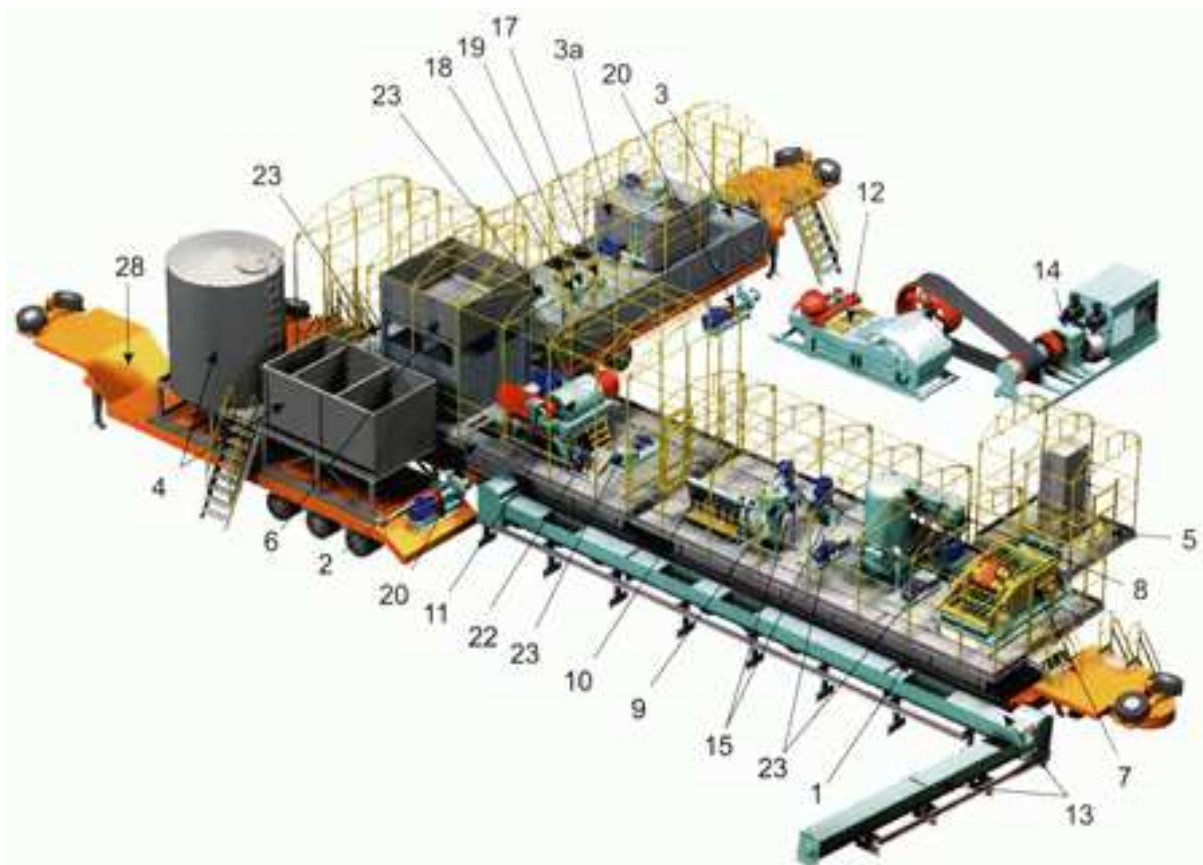
Оборудование циркуляционных систем для безамбарного бурения

За период 1990–2004 гг. произошло достаточно полное переоснащение циркуляционных систем новым современным оборудованием, обеспечивающим решение технологических и экологических проблем в области промывки скважин. Его качество и надёжность растут, как итог укрепляется тенденция закупки буровыми компаниями более дешёвых изделий отечественного производства. Кроме ценовых вопросов, для буровых компаний тем самым решается и проблема запасных частей, сервиса и квалификации обслуживающего персонала.

К сожалению, все современные разработки ранее и сейчас выполняются на инициативной основе и не финансируются ни бюджетом, ни нефтегазодобывающими предприятиями. Существующая тендерная система закупок зачастую производится при недостаточном участии технических специалистов, что приводит к приобретению более дешёвого, но не всегда качественного оборудования. Вследствие этого научно-производственные компании, занимающиеся созданием новых изделий, ограничены в сбыте своей более современной продукции и в финансировании собственных научных разработок.

Циркуляционная система буровой установки (ЦС) предназначена для обеспечения технологически правильной циркуляции бурового раствора, его очистки, приготовления, поддержания требуемых свойств, предотвращения загрязнения окружающей среды отходами бурения, причём требования экологической безопасности бурения становятся далеко не последними.

Циркуляционная система представляет достаточно сложную систему распределения потоков бурового раствора и химреагентов, водо- и электроснабжения, отопления и т.д. Основные составные ЦС: блок очистки, промежуточные и приёмные ёмкости, блоки приготовления буровых растворов и химреагентов.



Комплектность ЦС-БА		
1	Блок очистки 40 м ³	1 шт.
2	Блок промежуточный 40 м ³	1 шт.
3	Блок приемный 40 м ³	1 шт.
3а	Блок приготовления химических реагентов 5 м ³	1 шт.
4	Блок хранения химреагентов 40 м ³	1 шт.
5	Блок распределительных устройств	1 шт.
6	Блок флокуляции и коагуляции	1 шт.

Состав монтируемого оборудования ЦСМ-БА	Наименование	Количество
7	Вибросито СВ 1ЛМ	1 шт.
8	Дегазатор «Каскад 40.02»	1 шт.
9	Пескоотделитель гидроциклонный ГЦК-360	1 шт.
10	Илоотделитель ИГ45-М	1 шт.
11	Блок центрифуги БЦ	1 комплект
12	Буровой насос НБТ-475	1 шт.
13	Конвейер винтовой КВ-500	2 шт.
14	Дизельный агрегат В2-500ТК	1 шт.
15	Насос ВШН-150	2 шт.
16	Трубопроводная обвязка с запорно-распределительной и регулировочной арматурой	1 комплект
16	Диспергатор гидравлический ДГ-2	1 комплект
17	Диспергатор ДШ-100	1 шт.
18	Смеситель СМ-100 (с воронкой)	1 шт.
19	Насос 6Ш8-2	2 шт.
20	Контейнер для шлама 5 м ³ (не показан)	1 шт.
21	Насос 1ВПН*	1 шт.
22	Перемешиватель ПЛ	6 шт.
23	Перемешиватель гидравлический 4УПГ (не показан)	4 шт.
24	Полуприцеп-тяжеловоз	4 шт.

Основы экологии бурения, несомненно, лежат в очистке буровых растворов. Грамотное оснащение блоков очистки необходимым оборудованием в 2–3 раза снижает объём наработки бурового раствора, а получаемый шлам в этом случае нетекуч, легко поддаётся транспортировке и обезвреживанию по известным технологиям.

Блок очистки снабжён дегазатором «Каскад 40», виброситом СВ1ЛМ, ситогидроциклонным сепаратором (СГС – вибросито с установленным над ним пескоотделителем), илоотделителем, центрифугой ОГШ-50.

Вибросито является первой ступенью очистки и удаляет шлам размером от 100 мкм и выше. Фактически им удаляется не более 10–20 % грубодисперсной выбуренной породы. Очистная и пропускная способность вибросита определяется площадью ситовой поверхности, размером ячейки ситовой кассеты и виброускорением. Эти факторы для отечественных и импортных вибросит практически идентичны, т.е. их технологические характеристики близки. Так, вибросито СВ1ЛМ по своим техническим и технологическим показателям соответствует виброситу фирмы «SWACO» (виброускорение – 5,5 g, площадь ситовой поверхности – 2,6 м²). Оно оснащается трёхслойными кассетами со сроком службы 400 часов и выше, причём их стойкость зависит только от правильной эксплуатации. Известны экземпляры, простоявшие 700–1000 часов.

Определяющими для выбора вибросита являются, как правило, ценовые характеристики, надёжность и конструктивные параметры. Последний фактор весьма важен при оснащении действующих установок. Так, например, вибросито СВ1ЛМ может заменять ранее выпускавшееся вибросито ВС-1, и перепланировка оборудования при замене не требуется.

Вторая и третья ступени очистки – пескоотделители ПГ 60/300 и илоотделители ИГ 45М или ИГ 45/75. Как показали исследования, эти гидроциклонные установки справляются со своей задачей по качеству очистки. Минимальный размер удаляемых на 90 % частиц (граничное зерно разделения): пескоотделителей – 70–80 мкм, илоотделителей – 40–50 мкм. В целом гидроциклоны могут выделить до 30–40 % выбуренной породы.

Блоки очистки комплектуем установкой очистки на базе центрифуги ОГШ-50, разработанной ещё в 80-е годы прошлого столетия и инициативно доведённой до промышленного производства в начале 90-х годов. С 1990 года на предприятия отрасли было поставлено более 150 таких установок, из них около 40 – в ОАО «Сургутнефтегаз».

Определяющие факторы при выборе центрифуг – стоимость, степень очистки, надёжность, простота эксплуатации и ремонта.

Степень очистки зависит от диаметра, длины и частоты вращения ротора. Обычно при бурении используются центрифуги с частотой вращения не более 2000–2200 об./мин., т.к. работа на более высоких скоростях резко увеличивает износ и снижает срок службы. Производительность центрифуг по раствору является побочным фактором, завышаемым многими фирмами в рекламных целях. Её увеличение резко уменьшает качество очистки, т.к. склонный к диспергированию мелкий шлам остаётся в буровом растворе. Регулирование производительности центрифуги осуществляется простым изменением подачи питающего насоса.

Надёжность центрифуг высока. Срок службы составляет 4–6 лет и более.

Двадцатилетний опыт работы с отечественными и импортными центрифугами показал, что наиболее простыми в эксплуатации, монтаже и обслуживании являются ОГШ-50 с диаметром ротора 500 мм. Увеличенный диаметр ротора уменьшает его забиваемость шламом и исключает обязательное требование для центрифуг с меньшим диаметром ротора – предварительную тонкую очистку бурового раствора. Эти центрифуги могут удалять до 3 тонн шлама в час, в том числе и грубодисперсного.

Обязательный элемент ЦС – дегазатор «Каскад 40», заменивший известный ДВС-III. «Каскад 40» – это дегазатор непрерывного действия с периодической разгрузкой и площадью дегазационных пластин 5 м². К примеру, площадь поверхности дегазации ДВС-III – 1 м², дегазатора фирмы «SWACO» – около 2,5 м². Одно из достоинств «Каскада 40» – полная автономность в системе циркуляции бурового раствора. Его запуск в работу в отличие от импортных дегазаторов со струйными насосами не зависит от газосодержания бурового раствора. Напротив, запуск струйного насоса проблематичен, если содержание газа в растворе более 6–7 %, т.е. всегда требуется незагазированный буровой раствор. Кроме того, КПД вакуум-насоса дегазатора «Каскад 40» – около 90 %, а КПД струйного насоса редко превышает 20 %. Как следствие, вакуум в дегазаторах со струйными насосами всегда меньше, а значит, и ниже качество дегазации.

В ЦС входит также блок приготовления буровых растворов и химреагентов БПР-2, включающий насосы 6Ш8-2 и ПР63, перемешиватели типа ПЛМ, гидросмесители СГМ-100 и СГ-101, диспергаторы ДШМ-100 и ДГ-2, а также ёмкости для приготовления буровых растворов и химреагентов с выдачей последних на обработку раствора в БПР-2 или в систему циркуляции. Блок БПР-2 обеспечивает механизированное приготовление растворов, т.к. реагент подаётся на гидросмеситель из мешков или контейнеров через воронку или специальным пневмоагрегатом.

Отдельное направление в производстве оборудования для промывки скважин – мобильные циркуляционные системы (МЦС), служащие для бурения скважин малого диаметра, вторых стволов и комплектации передвижных буровых установок.

Особенности проектирования и изготовления мобильных циркуляционных систем определяются следующими факторами:

- уменьшенный по сравнению с обычным бурением требуемый объём промывочной жидкости на дневной поверхности и невысокий её расход (8–20 л/с);
- заниженная высота устья (не более 2,5–3 м);

- минимальные габариты транспортных блоков;
- высокая монтажеспособность;
- низкая энергоёмкость;
- средства очистки должны выделять шлам пониженной влажности (нетекучий)

в целях уменьшения объёма вывозимых отходов бурения.

Исходя из этого, применение обычных средств очистки, приготовления и хранения бурового раствора не всегда целесообразно, а иногда просто невозможно. Поэтому помимо оборудования обычных ЦС в комплектацию мобильных ЦС входит специальное малолитражное малогабаритное оборудование.

Так, специально для мобильных ЦС налажено производство линейного вибросита СВ1ЛМ-02, имеющего длину 2400 мм и высоту уровня перелива бурового раствора 600 мм. Для бурения с расходом промывочной жидкости до 12 л/с разработано и выпускается однокассетное вибросито СВМ с площадью ситовой поверхности 1,2 м² и высотой уровня перелива 440 мм.

Оно же применяется для осушки шлама пескоотделителей. В малогабаритных пескоотделителях используются, как правило, гидроциклоны диаметром 150 мм, из которых набирается батарея циклонов на любой требуемый расход жидкости. Есть модификация с отключаемыми гидроциклонами, что удобно при бурении с разными расходами жидкости по мере углубления скважины. В мобильных ЦС целесообразно применение центрифуг небольшой мощности (до 12 кВт) типа ОГШ-32 и ОГШ-35. При подаче буровых насосов до 15 л/с центрифуги позволяют без разбавления бурить на плотности 1,1 г/см³, а в комплекте с виброситом и ситогидроциклонным сепаратором являются достаточным набором средств для эффективной очистки буровых растворов в мобильных блоках очистки с выходом нетекучего шлама.

Для приготовления буровых растворов в мобильных ЦС используются стандартные гидросмесители в комплекте с насосом 6Ш8-2 или малолитражные гидросмесители, работающие от специальных бессальниковых погружных насосов типа ПН мощностью до 12 кВт и производительностью до 60 м³/час. Эти же насосы применяются для обвязки пескоотделителя, а в комплекте с автоматическим регулятором уровня и для перекачки раствора из специальной устьевого ёмкости на вибросито в случае недостаточной высоты устья буровой установки. Насосы типа ПН требуют только периодической смазки подшипникового узла. Срок службы первых насосов, эксплуатируемых в настоящее время, превышает 8 лет. Для приготовления буровых растворов в малогабаритные ЦС встраивается система приготовления, аналогичная блоку БПР-2, или непосредственно используется БПР-2.

Как правило, ввиду недостаточной высоты устья и необходимости иметь на дневной поверхности требуемый объём бурового раствора, эксплуатация МЦС производится в стационарном варианте, а не с транспортного средства. Намечалась тенденция крупноблочного исполнения МЦС с возможностью перевозки без демонтажа оборудования и быстроразъёмным соединением блоков, что исключает дополнительные транспортные расходы, потери времени на монтаж, выход из строя оборудования при сборках, разборках и перевозке. За счёт этих факторов дополнительные расходы буровых компаний на приобретение более современного оборудования быстро окупаются.

Нужно отметить, что вариантов компоновки мобильных ЦС достаточно много и их проектирование и поставка производится по разовым техническим требованиям с привязкой к разным типам буровых установок и условиям бурения.

Как бы эффективно не работала система очистки, на буровой всегда образуются значительные объёмы шлама, избыточного бурового раствора и буровых сточных вод.

Избыточный буровой раствор насыщен коллоидной глиной, не сепарируемой из раствора обычными средствами очистки. Для отделения глины некондиционный раствор требуется обработать коагулянтами и флокулянтами с последующим разделением в центрифуге на техническую воду и сгущенный шлам.

Процесс обработки раствора осуществляется в блоке коагуляции и флокуляции БКФ, называемом также блоком химического усиления центрифуги. Он представляет систему ёмкостей для затворения реагентов, дозировочных насосов, расходомеров и трубопроводной обвязки.

Избыточный буровой раствор специальным дозировочным насосом подаётся в смесительный трубопровод и в него дозировочными насосами вводятся кислота, коагулянт и флокулянт с последующим поступлением смеси в центрифугу, в которой вода отделяется от твёрдой фазы, и они отдельно выводятся из центрифуги. Осветлённая жидкость поступает снова в БКФ для контроля и откачивается специальным насосом в ёмкости хранения. Твёрдая фаза направляется в шламоприёмники или амбар.

Производительность блока по раствору – до 3–4 м³/ч – позволяет перерабатывать 40–50 м³ раствора в сутки.

Важной задачей, которая должна быть решена при бурении скважин в природоохранных зонах, является захоронение или утилизация шлама. Широко распространён метод обезвреживания шлама путём смешения его с порошкообразными поглотителями, такими как цемент, доломит и другие материалы. После смешения шлам приобретает свойства безвредного минерального грунта.

Он состоит из скребковых транспортёров, двухвального смесителя и бункера порошкообразного материала с дозатором. Подлежащий обезвреживанию шлам экскаватором подаётся на первый транспортёр, который направляет его в смеситель. Одновременно из бункера в смеситель дозировано поступает порошок. Полученная смесь выгружается на второй транспортёр и далее в кузов самосвала или на специальную площадку. Через сутки смесь представляет собой сухую, не размокающую в воде комковую массу, похожую на грунт.

Производительность установки по шламу составляет 4–5 м³/ч. Она может устанавливаться как на скважине, так и на стационарном полигоне.

Такая установка работала в Астрахани на специальном полигоне, куда шлам транспортировался с буровой платформы «Астра», ведущей бурение на Каспийском шельфе, а также с других буровых установок, работающих в пойме Волги. К настоящему времени выпущено ещё 3 модификации установок для обезвреживания шлама.

При необходимости комплекс оборудования циркуляционной системы оснащается блоком очистки буровых сточных вод, что в целом решает задачу экологически безопасного, в т.ч. и безамбарного бурения.

Сложно судить о надёжности оборудования ЦС в связи с недостаточным качеством его эксплуатации. Так, при плохом натяжении ситовая кассета на вибросите выходит из строя за 50–100 часов. При правильном натяжении в соответствии с инструкцией срок её эксплуатации увеличивается до 400–500 часов и более.

Вибраторы выходят из строя из-за негерметичности ввода силового кабеля уменьшенного сечения в клеммную коробку электродвигателя. Хотя кабель нужного сечения поставляется в комплекте с виброситом, на монтаж он зачастую не попадает. Центрифуга ОГШ-50 весьма надёжна в эксплуатации, если после остановки её промывать, при запуске пользоваться автоматикой, имеющейся в силовом шкафу, и не подавать в неё раствор до полного разгона ротора.

Отрадно, что наметилась тенденция специального обучения инженеров по очистке, чему мы в известной степени обязаны сервисным зарубежным компаниям по буровым растворам, предъявляющим повышенные требования к средствам очистки и качеству обслуживания.

Утилизация отходов безамбарного бурения нефтяных скважин

1. Обезвреживание отходов бурения в процессе производства грунтошламовой смеси.

2. Использование грунтошламовой смеси при рекультивации нарушенных земель.

Состав и характеристики грунтошламовых смесей, требования к ним и исходным компонентам, методы испытаний, экологические показатели приведены в технических условиях ТУ 5711-007-55446355-2004 «Строительный материал для рекультивации нарушенных земель» и ТУ 5711-011-55446355-2004 «Смеси грунтошламовые для рекультивации нарушенных земель».

Комплекс работ по обезвреживанию буровых шламов может быть проведён на специализированных полигонах или площадках, обустроенных вблизи мест бурения скважин, рекультивации земель.

При переработке бурового шлама в строительный материал (смесь грунтошламовую) производится перемешивание в определённых пропорциях отходов бурения, торфа и песка. При необходимости по результатам анализов в смесь вводятся биоде-структоры углеводов, сорбенты, адаптогены, минеральные удобрения.

Грунтошламовая смесь является, по сути, грунтом, водно-физические и агрохимические свойства которого можно регулировать, изменяя соотношение компонентов композиции и вводя необходимые добавки. Смеси с минимальным содержанием торфа могут быть использованы в качестве грунта для засыпки выемок. При увеличении доли торфа в композиции и введении в неё расчётного количества элементов питания и мелиорантов грунтошламовая смесь применяется для создания плодородного рекультивационного слоя.

Рекультивация земель с использованием грунтошламовых смесей не вносит принципиальных изменений в принятые технологии, но имеет ряд специфических особенностей. На склоновых песчаных грунтах (откосы дорог, карьеров) при закреплении песков грунтошламовая смесь готовится из шлама и торфа с максимально высокой допустимой долей отходов бурения скважин, наносится слоем 10–15 см и перемешивается с грунтом фрезерованием на глубину 25–30 см. Для раскисления и оструктурирования торфяных почв готовится смесь из отходов бурения и песка.

Биологический этап рекультивации нарушенных земель включает создание рекультивационного слоя с использованием грунтошламовых смесей, повышение его плодородия в соответствии с потребностями растений, посев многолетних трав или посадку саженцев древесно-кустарниковой растительности, уход за посевами и посадками. Компоненты грунтошламовой смеси (торф и отходы безамбарного бурения скважин) обладают достаточно высоким потенциальным плодородием, что позволяет снизить расход минеральных удобрений и мелиорантов, но не исключает их применения. Нормы внесения агрохимикатов рассчитываются по результатам химического анализа смесей.

Соответствие характеристик грунтошламовой смеси технологическим, экологическим и санитарным нормам подтверждается в ходе сертификации продукции.

Рассмотрим технологию и комплект оборудования для безамбарного бурения, в т.ч. при восстановлении скважин методом резки боковых стволов.

Циркуляционная система очистки бурового раствора предназначена для снижения потребности в воде при проведении буровых работ за счёт регенерации отработанного бурового раствора (БР), а также сокращения объёма подлежащих утилизации буровых отходов, повышения экологической чистоты проведения буровых работ за счёт исключения выброса отработанного БР в окружающую среду. Очистка БР осуществляется механическим путём на виброситах и центрифугах, а также с помощью химического связывания мелкодисперсных коллоидных частиц глины в более крупные в блоке химического усиления с последующим их отделением на центрифугах с целью получения практически чистой воды для использования в буровом растворе.

В комплект входят:

- установка для грубой очистки БР (2 вибросита);
- установка для тонкой очистки БР (2 центрифуги);
- установка для перекачки БР (два винтовых насоса);
- установка для химического усиления очистки БР (блок химического усиления центрифуг);
- установка для грубой очистки бурового раствора – вибросито.

Циркуляционная система очистки бурового раствора предназначена для грубой очистки бурового раствора механическим путём. Технические характеристики установки представлены в таблице 1.

Установка для тонкой очистки бурового раствора (центрифуга) предназначена для тонкой механической очистки бурового раствора. Техническая характеристика центрифуги представлена в таблице 2.

Винтовой насос для подачи бурового раствора предназначен для перекачивания бурового раствора в циркуляционной системе очистки. Технические характеристики насоса представлены в таблице 3.

Таблица 1 – Технические характеристики установки для грубой очистки бурового раствора (вибросито)

Характеристики	Показатели
Производительность, м ³ /час	20
Площадь рабочей поверхности одной сеточной панели, м ²	0,97
Частота колебаний, Гц	15–35
Направление линии колебаний относительно поверхности сеток, угл.	50
Минимальный размер удаляемых частиц, мм	0,2
Тип привода	электродвигатель АИМ100 4 класса 45ТУ 16.525.666-86
Частота вращения, об./мин.	1500
Электрическое исполнение оборудования	взрывобезопасное
Климатическое исполнение	УХЛ категории 3 по ГОСТ 15150-69
Рабочая температура, °С, не менее	10
Габариты, мм	3300×2400×2200
Вес, кг, не более	2500

Таблица 2 – Технические характеристики установка для тонкой очистки бурового раствора (центрифуга)

Характеристики	Показатели
Производительность, м ³ /час.	25
Тип привода	электрический
Регулирование скорости барабана в диапазоне 0–300 об./мин.	бесступенчатое, гидравлическое
Тип соединения привода с барабаном	гидромуфта
Частота вращения входного вала номинальная, об./мин.	3000
Скольжение при выведенном черпаке	1,8
Рабочая жидкость	масло турбинное ТП «С» ГОСТ 15150-69
Объем рабочей жидкости, л	40
Регулирование разности скоростей вращения барабана и шнека, об./мин.	0–90
Напряжение питания, В	380
Частота, Гц	50
Установленная мощность, кВт	57
Электрическое исполнение оборудования	взрывобезопасное
Климатическое исполнение	УХЛ категории 3 по ГОСТ 15150-69
Рабочая температура, °С, не менее	10
Габариты, мм	3200×2145×2100
Размер барабана с коробкой скоростей, мм, не более	2600
Вес центрифуги, кг, не более	3600
Вес барабана, кг, не более	610

Таблица 3 – Технические характеристики винтового насоса для подачи бурового раствора

Характеристики	Показатели
1	2
Тип насоса	одновинтовой
Производительность, м ³ /час	15
Давление, МПа (кг/см ²)	0,1

Окончание таблицы 3

1	2
Внешняя утечка через уплотнение, м ³ /час (л/час), не более	5 · 10 ⁻⁵ (0,5)
Условное проходное сечение трубопровода Д, мм	125
Мощность электродвигателя, кВт	7,5
Напряжение питания, В	380
Частота, Гц	50
Габариты, мм	3065×810×943
Вес, кг, не более	900
Показатели применимости к буровому раствору из скважин:	
плотность, кг/м ³	
вязкость (по вискозиметру ВМ6), сек	17–60
максимальный размер твёрдых частиц, мм	0,83
максимальная концентрация взвешенных частиц по массе, %	10
кислотность, рН	5,0–5,5

Блок химического усиления центрифуг применяется в технологии безамбарного бурения и устанавливается на мобильных установках в комплексе средств очистки бурового раствора от выбуренной породы перед центрифугами.

Предназначен для получения чистой (прозрачной) воды и устанавливается в комплексе средств очистки бурового раствора от выбуренной породы и газа перед блоком регулирования твёрдой фазы (центрифугами) по проекту строительства скважины. Позволяет сократить объём отходов, требующих захоронения, на 70–90 % и сократить потребность в воде на 50–70 %.

Производятся 3 модификации блока химического усиления центрифуг – I, II и III. Технические характеристики различных модификаций блока химического усиления центрифуг представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики блока химического усиления центрифуг

Характеристики	Показатели блока I	Показатели блока II	Показатели блока III
Расходы:			
буровой раствор, л/мин.	110–150	110–150	150–200
вода для разбавления раствора, л/мин.	20–40	20–40	20–40
коагулянт, л/мин.	0,38–4,5	0,3–0,5	0,4–5,0
флокулянт, л/мин.	0,38–7,6	0,3–10,0	0,4–10,0
кислота, л/мин.	0–0,7	0–0,7	0–0,7
Общая установленная мощность, кВт	22	20	22
Напряжение питания	переменное 380 В, частотой 50 Гц	переменное 380 В, частотой 50 Гц	переменное 380 В, частотой 50 Гц
Режим работы	непрерывный	непрерывный	непрерывный
Класс взрывобезопасности:			
рабочее помещение	В1-а	В1-а	
помещение лаборатории	В1-б	В1-в	В1-г
Комплект лабораторного оборудования для определения параметров бурового раствора	поставляет заказчик	поставляет заказчик	поставляет заказчик
Расчётная температура в помещении при температуре окружающей среды – 45 °С, °С	18	18	18
Габариты, мм	10290×2440×2590	8620×2380×2380	5000×2380×2380
Вес, кг, не более	9500	9000	8000

Заключение

В ходе проведённых исследований было выявлено:

- безамбарный метод бурения нефтяных и газовых скважин был введён относительно недавно и является более экологичным по сравнению с остальными методами;
- безамбарный метод необходим при сложных местонахождениях скважин, которые нуждаются в сохранении и являются экологически важным ландшафтом (по законодательству РК на таких местностях применим только безамбарный метод бурения нефтяных и газовых скважин);
- за период 1990–2004 гг. произошло достаточно полное переоснащение циркуляционных систем новым современным оборудованием, обеспечивающим решение технологических и экологических проблем в области промывки скважин. Его качество и надёжность растут, как итог укрепляется тенденция закупки буровыми компаниями более дешёвых изделий отечественного производства. Кроме ценовых вопросов, для буровых компаний тем самым решается и проблема запасных частей, сервиса и квалификации обслуживающего персонала;
- особая роль при безамбарном методе уделяется утилизации отходов;
- происходит обезвреживание отходов бурения в процессе производства грунтошламовой смеси;
- используется грунтошламовая смесь при рекультивации нарушенных земель.

Литература

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды в 3 частях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – Ч. II: Почва. – 632 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
11. Мищенко В.И., Кортуннов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. – Краснодар : Издательство «АРТ Пресс», 2008. – 330 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
15. Безамбарное бурение. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2ac68a4c43b89421316d37_0.html
16. Компания АО «ПромКомплектСервис» – производство систем очистки и регенерации буровых растворов. – URL : <https://www.pks.su/>
17. Абалаков А.Д. [и др.]. Инженерно-экологическое зонирование для обоснования проекта обустройства Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Тезисы докладов Всероссийской конференции «Экология ландшафта и планирование землепользования» (11–12 сентября 2000 года, г. Иркутск). – Новосибирск : Издательство Сибирского отделения РАН, 2000. – С. 4–7.

18. Ага-заде А.Д. [и др.]. Разрушение эмульсионного нефтешлама // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 38–40.
19. Мищенко В.И., Добик А.А. Отечественное оборудование циркуляционных систем для безбарного бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2004. – № 11. – С. 38–41.
20. Поварова Л.В. Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 189–205.
21. Поварова Л.В. Рациональное использование производственных сточных вод : Актуальные вопросы охраны окружающей среды / сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород); Секция 2: Очистка природных и сточных вод. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 160–167.
22. Савенок О.В., Поварова Л.В., Березовский Д.А. Перспективы использования физико-химического и математического моделирования для разработки высокоэффективной комплексной технологии очистки и подготовки пластовых вод // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 66–71.
23. Янин И.М., Маркелова Н.Л. Проблема обвешивания нефтешламов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 252–254.

References

1. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Shemetov V.Yu. Handbook of oil and gas industry environmental engineer on methods of analysis of environmental pollutants in 3 parts. – M. : LLC «Nedra-Business Center», 1999. – Part II: Soil. – 632 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells : a training manual for universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher education institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. 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.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
9. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
11. Mishchenko V.I., Kortunov A.V. Preparation, cleaning and degassing of drilling fluids. – Krasnodar : «ART Press» Publishing House, 2008. – 330 p.
12. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of the oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
15. Besambarless drilling. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2ac68a4c43b89421316d37_0.html
16. PromKomplektService JSC is a company producing systems for cleaning and regeneration of brown solutions. – URL : <https://www.pks.su/>.
17. Abalakov A.D. [et al.]. Engineering and ecological zoning for the justification of the Kovykta gas condensate field development project // Abstracts of the All-Russian Conference «Landscape Ecology and Land Use Planning» (September 11–12, 2000, Irkutsk). – Novosibirsk : Publishing House of the Siberian Branch of RAS, 2000. – P. 4–7.
18. Ага-заде А.Д. [и др.]. Destruction of emulsion oil-slime // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 38–40.
19. Mishchenko V.I., Dobik A.A. Domestic equipment of the circulation systems for a barrelless drilling and overhaul repair of the oil and gas wells // Drilling and oil. – 2004. – № 11. – P. 38–41.

20. Povarova L.V. Analysis of the oil-containing waste water treatment methods // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). –2018. – № 1. – P. 189–205.
21. Povarova L.V. Rational use of industrial waste water : Actual issues of environmental protection / collection of reports of the All-Russian Scientific and Technical Conference (17–19 September 2018, Belgorod), Section 2: Treatment of natural and waste water. – Belgorod : Publishing House of Belgorod State University of Technology and Technology, 2018. – P. 160–167.
22. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. Perspectives of using of the physical-chemical and mathematical modeling for development of the high-efficiency complex technology of the formation water treatment and preparation // Ecology and industry of Russia. – 2019. – Vol. 23. – № 3. – P. 66–71.
23. Yanin, I.M., Markelova, N.L. Problem of the oil sludge obvitization // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 252-254.

УДК 622.24

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ
НА ЮЖНО-ХАРЬЯГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR THE CONSTRUCTION
OF AN OPERATIONAL VERTICAL WELL
ON THE YUZHNO-KHARYAGINSKOYE OIL FIELD**

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Процесс строительства скважины является важнейшим этапом разработки нефтяных и газовых месторождений. Сооружение высококачественных скважин обеспечивает повышение эффективности их разработки и, в конечном итоге, способствует увеличению объемов извлекаемой нефти. В связи с этим необходимо учитывать влияние как геолого-технических, так и организационно-экономических факторов. В статье рассмотрены все вопросы, касающиеся проектирования строительства нефтяной эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 1720 м на Южно-Харьягинском месторождении.

Ключевые слова: обоснование метода вхождения в продуктивную залежь; выбор и обоснование конструкции скважины; выбор способа бурения; выбор типоразмеров породоразрушающего инструмента; выбор и расчёт компоновок низа и рациональной конструкции бурильной колонны; выбор типов промывочной жидкости и гидравлической программы промывки; проектирование режимов бурения.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoranefть»

Arutyunyan Ashot Straевич
Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The well construction process is an essential stage in the development of oil and gas fields. The construction of high-quality wells provides an increase in the efficiency of their development and, ultimately, contributes to an increase in the volume of recoverable oil. In this regard, it is necessary to take into account the influence of both geological, technical and organizational-economic factors. The article considers all issues related to the design of the construction of an oil production vertical well with a depth of 1720 m on the Yuzhno-Kharyaginskoye field.

Keywords: substantiation of the method of entering the productive reservoir; selection and justification of the well design; selection of a drilling method; selection of sizes of rock cutting tools; selection and calculation of the layout of the bottom and the rational design of the drill string; selection of flushing fluid types and hydraulic flushing program; drilling mode design.

Технико-экономическая эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от правильного выбора и обоснования процессов углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента и режимов бурения, рациональной конструкции КНБК, гидравлической программы и показателей свойств бурового раствора, типов буровых растворов и необходимых количеств химических реагентов и материалов для поддержания их свойств. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и географических условий бурения.

При принятии многих решений (выбор режимно-технологических параметров бурения, свойств буровых растворов и др.) необходимо использовать результаты обобщения промыслово-статистического материала, получаемого как при бурении разведочных скважин, так и эксплуатационных скважин.

В настоящее время на Южно-Харьягинском месторождении производится бурение как вертикальных, так и наклонно-направленных скважин. Рассматриваемая скважина является вертикальной.

Для дальнейших расчётов необходимо произвести предварительный выбор буровой установки. При выборе класса буровой установки необходимо руководствоваться ГОСТ26.62.807-73 и конкретными геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями. Для бурения скважины используется буровая установка БУ-2500 ЭУК с электрическим приводом переменного тока, максимальной нагрузкой (грузоподъёмностью) 1,4 МН. Вид монтажа: поагрегатный.

Обоснование метода вхождения в продуктивную залежь

В настоящее время основным направлением работ в области заканчивания скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. Кроме того, существенное значение имеет разработка конструкций забоев скважины, позволяющих осуществить её эксплуатацию в условиях, осложнённых неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями, температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложнённых и неосложнённых условий. Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов их крепи в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным дебитом, а ПЗП, не разрушаясь, позволяла бы работать длительное время без ремонта.

При выборе схемы вскрытия необходимо учитывать геологические условия залегания пласта. Ожидаемое пластовое давление в продуктивном пласте составляет 16,7 МПа, что соответствует коэффициенту аномальности $k_a = 0,97$; забойная температура равна 39 °С; пласт вскрывается на всю мощность продуктивного пласта.

Ожидаемый дебит 180 м³/сут. Диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным 168 мм. Плотность нефти 0,84 г/см³.

Интервал, в котором залегают продуктивный пласт, сложен переслаиваемыми алевролитами, глинами и песчаниками. Глины алевролитистые, реже известковистые. Песчаники зеленовато-серые и коричневые, полимиктовые, пористые, нефтенасыщенные.

Для данных геолого-технических условий целесообразно использовать следующую схему вскрытия продуктивного пласта (рис. 1).

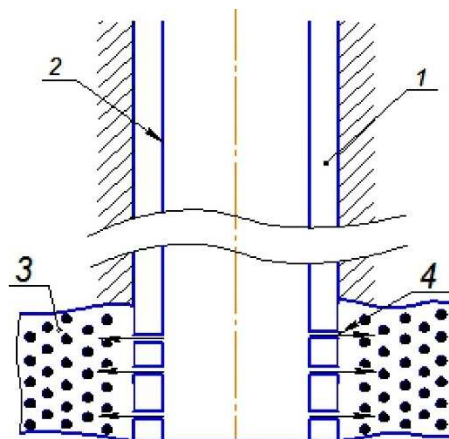


Рисунок 1 – Схема первичного вскрытия пласта:
1 – цементный камень; 2 – эксплуатационная колонна;
3 – продуктивная толща; 4 – перфорационные отверстия

Ствол скважины выше продуктивного горизонта при первичном вскрытии остаётся открытым, незакреплённым обсадными трубами, вскрытие осуществляется на

промывочной жидкости, обеспечивающей устойчивость открытого ствола скважины. Скважина бурится на 50 метров ниже продуктивного пласта. Затем в скважину до забоя спускается обсадная колонна и цементируется по всей длине. После этого обсадная колонна и цементный камень перфорируются в зоне залегания продуктивного горизонта.

Данная схема вскрытия продуктивного пласта позволит избирательно сообщать скважину с любым по толщине участком продуктивного пласта и получать приток пластовой жидкости только из него, проводить специальную обработку этого участка с целью улучшения коллекторских свойств пристволенной зоны и интенсификации притока из него, также данный метод прост в реализации и существенно снижает стоимость буровых работ.

Выбор противовыбросового оборудования

Основная задача комплекса: сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Противовыбросовое оборудование (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения.

Комплекс противовыбросового оборудования обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрытие – открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъём колонны буровых труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание её в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Оборудование для герметизации устья устанавливается на фланец кондуктора. Выброс нефти и газа может начаться чрезвычайно быстро и протекает весьма интенсивно, что может привести к гибели скважины и оборудования. С помощью превенторов можно быстро предотвратить начало выброса и осуществлять необходимые работы в скважине (бурение, спуск и подъём, цементирование и геофизические работы).

Для герметизации скважины при вращении колонны применяют превенторы, у которых деталь уплотняющей трубы вращается вместе с ними в корпусе. Такие превенторы допускают не только вращение, но и перемещение вверх и вниз труб и квадратной штанги.

С целью повышения надёжности противовыбросовое оборудование комплектуется резервными элементами, предназначенными для выполнения функций основных элементов в случае их отказов. При этом увеличиваются масса, габариты и стоимость этого оборудования. Однако надёжность противовыбросового оборудования возрастает на несколько порядков. В целях безопасности пульт управления противовыбросовым оборудованием устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а дублируют у поста бурильщика.

Основные параметры противовыбросового оборудования – диаметры проходных отверстий и рабочее давление превенторов и манифольда. Диаметры и присоединительные размеры превенторов согласуются с диаметрами долот, буровых и обсадных труб, а также колонных головок, предназначенных для обвязки наружных концов обсадных колонн, зацементированных в скважине. Превенторы и задвижки должны иметь устройства для чёткого дистанционного контроля их положения (открытые, закрытые).

Максимальное давление на устье:

$$P_{уст} \approx P_{пл} - \bar{\rho}_н \cdot g \cdot z, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в пласте, МПа; g – ускорение свободного падения; $\bar{\rho}_н$ – средняя плотность пластовой нефти, г/см³; z – глубина скважины, м.

Тогда ожидаемое давление на устье при выбросе:

$$p_{уст} = 16,7 \cdot 10^6 - 0,84 \cdot 9,8 \cdot 1720 = 2,5 \text{ МПа.}$$

На рисунке 2 показана одна из типовых схем установки превенторов над устьем скважины. Если бурильная колонна состоит из труб нескольких диаметров, то устанавливаются превенторы либо с плашками для каждого диаметра труб и замков, либо с универсальными уплотняющими деталями, допускающими герметизацию труб и замков различного диаметра без смены уплотнителя.

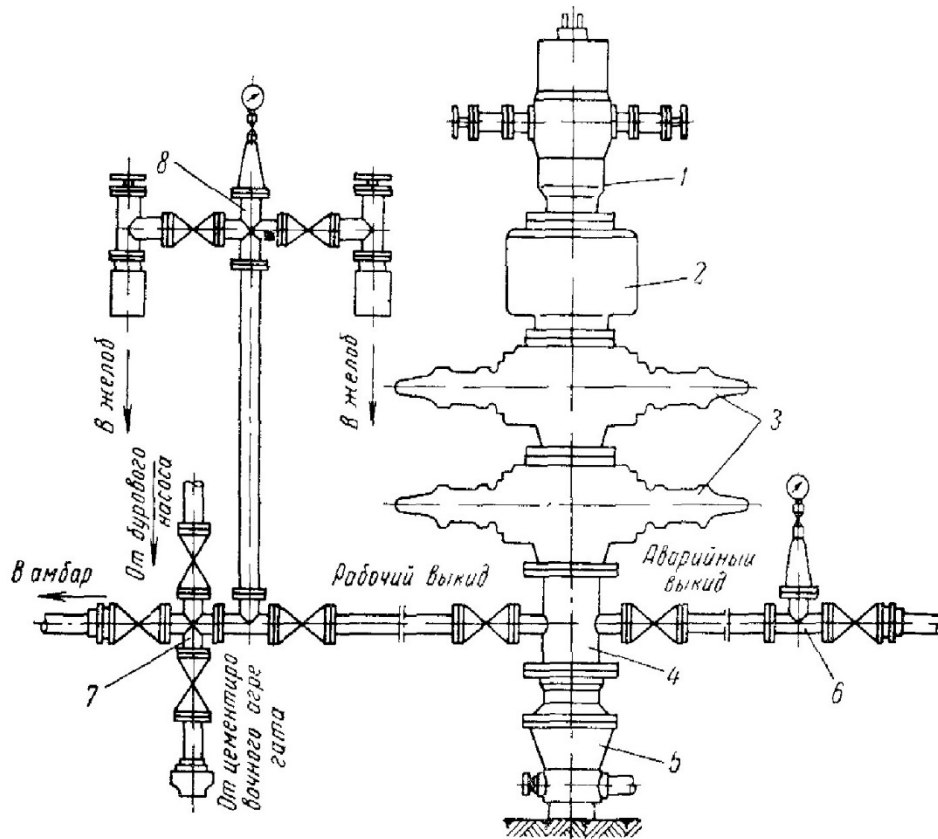


Рисунок 2 – Типовая схема установки превенторов на устье скважины:
 1 – превентор вращающийся; 2 – превентор универсальный;
 3 – превентор плашечный глухой; 4 – крестовина; 5 – колонная головка;
 6, 7 и 8 – обвязка арматуры аварийного и рабочего выкидов и сбросовой линий

Выбранное противовыбросовое оборудование показано в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики превенторов

Тип превентора	Шифр превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление, МПа
Плашечный	ППГ-230х35	230	35
Универсальный	ПУ1-230х35	230	35

Выбор и обоснование конструкции скважины

Конструкция скважин определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот и бурильных труб, которыми ведётся бурение под каждую колонну, а также высотой подъёма тампонажного раствора в кольцевом пространстве.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

- 1) обязательное доведение скважины до проектной глубины;
- 2) осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов эксплуатации;

- 3) предотвращение осложнений в процессе бурения и полное использование потенциальных возможностей техники и технологических процессов;
 4) минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.
 Коэффициент аномальности пластового давления:

$$k_a = \frac{P_{пл}}{0,01 \cdot h}, \quad (2)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; h – глубина от устья до рассматриваемого сечения, м.

Индекс давления поглощения:

$$k_{погл} = \frac{P_{погл}}{0,01 \cdot h}, \quad (3)$$

где $p_{погл}$ – давление поглощения (давление гидроразрыва), МПа.

Значения k_a и $k_{погл}$ должны удовлетворять условию:

$$k_a < \rho_0 < k_{погл}, \quad (4)$$

где ρ_0 – относительная плотность промывочной жидкости, которая определяется по следующей формуле:

$$\rho_0 = k_p \cdot k_a, \quad (5)$$

где k_p – коэффициент резерва.

Коэффициент резерва находится по таблице 2.

Таблица 2 – Данные для определения коэффициента резерва

Параметры	Глубина скважины, м	
	≤1200	>1200
Коэффициент резерва k_p	1,10–1,15	1,05

Данные о коэффициентах аномальности и поглощения для интервалов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Глубина скважины h , м	0–30	30–730	730–1720
Коэффициент аномальности k_a	1,0	1,0	1,1
Коэффициент поглощения $k_{погл}$	1,9	1,9	1,8

Для оценки плотности промывочной жидкости, необходимой для поддержания равновесия в системе «скважина – пласт» на каждом интервале бурения, необходимо знать коэффициент аномальности пластового давления k_a , коэффициент давления поглощения $k_{погл}$, относительную плотность промывочной жидкости ρ_0 .

Пластовое давление и давление поглощения в интервале 0–30 м:

$$p_{пл}^1 = p_{зудр} = 0,3 \text{ МПа};$$

$$p_{погл}^1 = 0,01 \cdot h_1 \cdot k_{погл}^1 = 0,01 \cdot 30 \cdot 1,9 = 0,57 \text{ МПа}.$$

Пластовое давление и давление поглощения в интервале 30–730 м:

$$p_{пл}^2 = p_{зудр} = 7,3 \text{ МПа};$$

$$p_{погл}^2 = 0,01 \cdot h_2 \cdot k_{погл}^2 = 0,01 \cdot 730 \cdot 1,9 = 13,9 \text{ МПа}.$$

Пластовое давление и давление поглощения в интервале 730–1720 м:

$$p_{пл}^3 = 0,01 \cdot h_3 \cdot k_a^3 = 0,01 \cdot 1720 \cdot 0,97 = 16,7 \text{ МПа};$$

$$p_{погл}^3 = 0,01 \cdot h_3 \cdot k_{погл}^3 = 0,01 \cdot 1720 \cdot 1,8 = 30 \text{ МПа}.$$

На участках 0–30 и 30–730 м примем $k_p = 1,15$, тогда:

$$\rho_0^1 = 1,15 \cdot k_a^1 = 1,12 \cdot 1,0 = 1,12 \text{ г/см}^3;$$

$$\rho_0^2 = 1,15 \cdot k_a^2 = 1,12 \cdot 1,0 = 1,12 \text{ г/см}^3.$$

На участке 730–1720 м примем $k_p = 1,05$, тогда:

$$\rho_0^3 = 1,05 \cdot k_a^3 = 1,05 \cdot 0,97 = 1,0 \text{ г/см}^3.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты вычислений

Глубина скважины h , м	0–30	30–730	730–1720
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	0,3	7,3	16,7
Давление поглощения $p_{погл}$, МПа	0,57	13,9	30
Коэффициент аномальности k_a	1,0	1,0	1,1
Коэффициент поглощения $k_{погл}$	1,9	1,9	1,8
Относительная плотность ρ_0 , г/см ³	1,12	1,12	1,15

Совмещённый график относительных давлений изображён на рисунке 3.

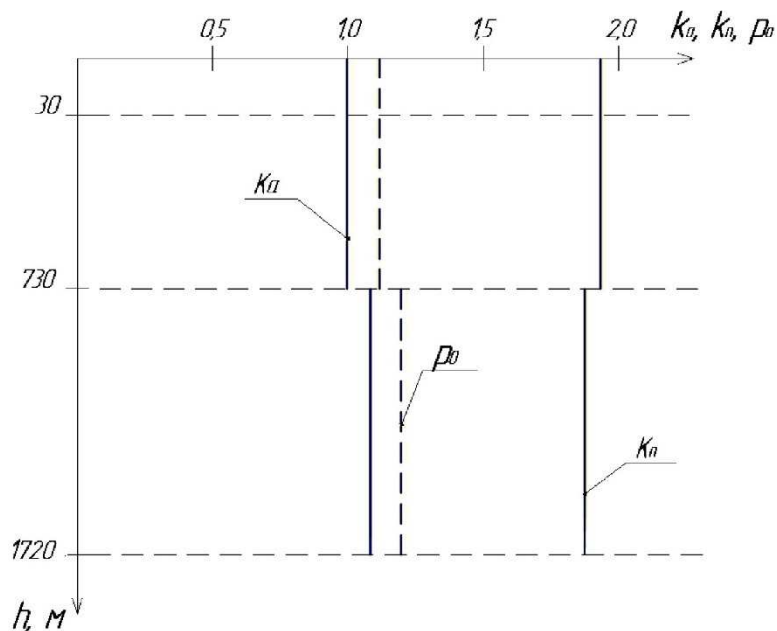


Рисунок 3 – Совмещённый график относительных давлений

Выбираются обсадные колонны:

- направление глубиной 30 м до конца интервала, сложенного неустойчивыми четвертичными отложениями;
- кондуктор – 730 м до перекрытия неустойчивых пород палеогена и вечной мерзлоты;
- эксплуатационная колонна – 1720 м.

Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна цементируются до устья.

Конструкцию скважины проектируют снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

Диаметр долота под обсадную колонну:

$$D_{\text{дол}} = D_n + 2 \cdot \delta, \quad (6)$$

где δ – радиальный зазор, мм; $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота для бурения под обсадную колонну, мм; D_n – наружный диаметр обсадной колонны, мм.

Радиальный зазор выбирается из таблицы 5.

Таблица 5 – Данные

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	114–127	140–146	168–194	219–245	273–299	324–351	377–426
δ , мм	10	15	20	25	30	35	45

Внутренний диаметр обсадной колонны:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{дол}} + 2\Delta, \quad (7)$$

где $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота для бурения под обсадную колонну, мм; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, мм; Δ – радиальный зазор, необходимый для прохода долота сквозь колонну (3–10 мм).

Выбираем трубы обсадные безмуфтовые. Выбираем наружный диаметр эксплуатационной колонны $D_n^{\text{ЭК}}$ в соответствии с дебитом по таблице 6.

Таблица 6 – Наружный диаметр эксплуатационной колонны в соответствии с дебитом

Дебит, м ³ /сут.	≤40	40–100	100–150	150–300	>300
Наружный диаметр эксплуатационной колонны $D_n^{\text{ЭК}}$, мм	114	127–140	140–146	168–178	178–194

$$D_n^{\text{ЭК}} = 168 \text{ мм.}$$

Определяем диаметр долота под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{дол}}^{\text{ЭК}} = D_n^{\text{ЭК}} + 2 \cdot \delta = 168 + 2 \cdot 20 = 208 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75 (ближайшее большее):

$$D_{\text{дол}}^{\text{ЭК}} = 215,9 \text{ мм.}$$

Определяем внутренний диаметр кондуктора:

$$d^{\text{КОН}} = D_{\text{дол}}^{\text{ЭК}} + 2 \cdot \Delta = 215,9 + 2 \cdot 5 = 225,9 \text{ мм.}$$

Определяем наружный диаметр кондуктора:

$$D_n^{\text{КОН}} = d^{\text{КОН}} + 2 \cdot 7 = 225,9 + 14 = 239,9 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75 (ближайшее большее):

$$D_n^{\text{КОН}} = 245 \text{ мм.}$$

Определяем диаметр долота под кондуктор:

$$D_{\text{дол}}^{\text{КОН}} = D_n^{\text{КОН}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75: $D_{\text{дол}}^{\text{КОН}} = 295,3 \text{ мм.}$

Определяем внутренний диаметр направления:

$$d^{\text{НАП}} = D_{\text{дол}}^{\text{КОН}} + 2 \cdot \Delta = 295,3 + 2 \cdot 3 = 301,3 \text{ мм.}$$

Определяем наружный диаметр направления:

$$D_n^{напр} = d^{напр} + 2 \cdot 10 = 301,3 + 20 = 321,3.$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75 (ближайшее большее):
 $D_n^{напр} = 324$ мм.

Определяем диаметр долота под направление:

$$D_{\text{дол}}^{напр} = D_n^{напр} + 2 \cdot \delta = 324 + 2 \cdot 35 = 394 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75: $D_{\text{дол}}^{напр} = 393,7$ мм.

На рисунке 4 приведена конструкция нефтяной эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 1720 м на Южно-Харьягинском месторождении.

Выбор способа бурения

В настоящее время глубокие нефтяные и газовые скважины бурят вращательным способом (с передачей вращения долоту с устья скважины от ротора через колонну буровых труб) в комплексе с передачей вращения долоту непосредственно от гидравлического (турбобура, винтового забойного двигателя (ВЗД)) или электрического забойного двигателя – электробура.

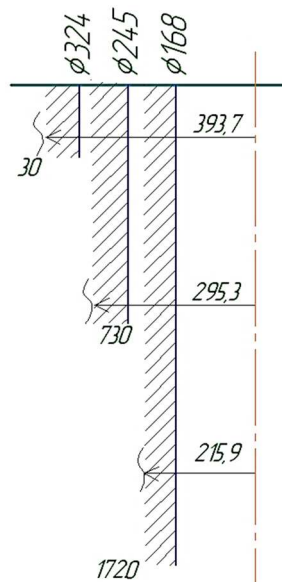


Рисунок 4 – Конструкция скважины нефтяной эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 1720 м на Южно-Харьягинском месторождении

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому приемлемый вид бурения должен допускать использование такой техники и технологии проводки ствола, которые наиболее полно отвечали бы условиям качественного вскрытия продуктивных горизонтов и высокого качества ствола скважины.

Одним из основных критериев для выбора того или иного способа бурения служит возможность передавать на забой достаточную мощность при любых глубинах бурения с наименьшими потерями и достаточный крутящий момент для создания надлежущей осевой нагрузки.

Целесообразность применения тех или иных способов бурения и их разновидностей (ударно-вращательное, турбинно-роторное, реактивно-турбинное, с промывкой различными буровыми растворами, различными долотами) определяется с учётом геологических, технических и экономических факторов. Эти решения должны пересматриваться по мере совершенствования технологии и техники бурения (долот, труб,

растворов), а также изменения и уточнения условий проводки скважин. Возможно сочетание нескольких способов при проводке различных участков одной и той же скважины.

В проекте при бурении под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну будет использоваться роторный способ, так как скважина является вертикальной. При бурении эксплуатационной колонны на небольших участках будет использоваться ДРУ-176 (винтовой двигатель с регулировкой угла) для корректировки траектории скважины.

Выбор типоразмеров породоразрушающего инструмента

В основу выбора типов долот положены конкретные физико-механические свойства пород, любое отклонение типов долот от соответствующих горных пород приводит к снижению показателей бурения как по механической скорости, так и по проходке на долото.

Диаметры колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной. На Южно-Харьгинском месторождении наибольшее распространение получили эксплуатационные колонны диаметром 146 и 168 мм.

Диаметр эксплуатационной колонны определяется заказчиком на буровые работы, исходя из данных геологических условий, ожидаемых дебитов и давлений, и составляет 168 мм. Далее при выборе диаметра колонн и долот необходимо обеспечить достаточные зазоры для свободного прохождения по скважине обсадной колонны. Данные о выбранном породоразрушающем инструменте берём из пункта выше.

Интервал бурения под направление от 0–30 м сложен мягкими породами. Породы представлены суглинком серым и тёмно-серым с включениями гальки и гравия, с прослоями разнозернистого песка. В этом интервале целесообразно применять долото 393,7 М-ЦГВУ. М – для мягких пород; ЦГ – центральная и боковая (гидромониторная) промывка; ВУ – на подшипниках с телами качения, с герметизированными маслonaполненными опорами.

Интервал бурения под кондуктор от 30–730 м сложен мягкими и средними породами. Породы представлены песком кварцевым, с прослоями глинисто-алевролитового материала. Для бурения под кондуктор примем долото 295,3 МС-ГВ. Кондуктор служит для перекрытия зон возможных обвалов пород, для данной скважины кондуктором обсадим интервал 0–730 м как интервал возможных осложнений при бурении.

Площадь контактов шарошечных долот с забоем значительно меньше, чем у лопастных, но длина их рабочих кромок больше, что значительно повышает эффективность разрушения горных пород.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну от 730–1720 м сложен мягкими и средними породами. Исходя из описания пород, данный интервал бурим долотом 215,9 СЗ-ГВ. СЗ – для абразивных пород средней твёрдости; Г – боковая (гидромониторная) промывка; В – на подшипниках с телами качения. Эксплуатационная колонна предназначена для закрепления неустойчивых пород, установки эксплуатационного оборудования, проведения работ по вызову притока, испытанию, а также ремонтных работ.

Выбранные типоразмеры долот для каждого интервала сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Типоразмеры долот для каждого интервала

Интервал, м		Породы	Тип долота
от	до		
0	30	Мягкие	393,7 М-ЦГВУ
30	730	Мягкие абразивные с пропластками горных пород средней твёрдости	295,3 МС-ГВ
730	1720	Мягкие абразивные	215,9 СЗ-ГВ

Выбор и расчёт компоновок низа и рациональной конструкции бурильной колонны

Выбор забойных компоновок для бурения наклонных скважин связан с предварительным теоретическим обоснованием принципа действия системы. Правильно выбранная компоновка позволяет без осложнений и с наименьшими затратами пробурить скважину до проектной глубины.

Выбор бурильных труб по диаметру производится исходя из установившихся в буровой практике соотношений между диаметрами долот и диаметрами бурильных труб.

Бурение вертикальных скважин сопряжено с необходимостью предотвращения отклонения оси ствола от вертикали. Такие скважины эффективно бурить с помощью жёстких компоновок. Жёсткие компоновки создаются с помощью утяжелённых бурильных труб, центрирующих и калибрующих инструментов.

Требования к КНБК для бурения отдельных интервалов с учётом принятой конструкции скважины и данных об эффективности применения различных компоновок представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Данные об эффективности применения различных компоновок

Интервал бурения, м	КНБК	Назначение
0–30	долото 393,7	Бурение под направление
	УБТ 229 – 9 м	
	КЛСВ – 393,7	
	УБТ 229 – 9 м	
	ВБТ – ост.	
30–730	долото 295,3	Бурение под кондуктор
	УБТ 203 – 9 м	
	КЛСВ 295,3 МС	
	УБТ 203 – 18 м	
	КЛСВ 295,3 МС	
	УБТ 203 – 45 м	
	УБТ 178 – 72 м	
	ТБПК 127х9,19 – ост.	
730–1720	долото 215,9	Бурение под эксплуатационную колонну
	УБТ 178 – 9 м	
	10 КСИ 215,9 МС	
	УБТ 178 – 18 м	
	10 КСИ 215,9 МС	
	УБТ 178 – 117 м	
	ТБПК 127х9,19 – ост.	
корректировка	долото 215,9	Корректировка ствола при отклонениях
	10 КСИ 215,9 МС	
	ДРУ – 76	
	ЗТС	
	НУБТ 172 – 18 м	
	УБТ 178 – 72 м	
	ТБПК – 127х9,19 – ост.	

Расчёт утяжелённых бурильных труб (УБТ)

Далее произведём расчёт бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну. Определим диаметр и длину УБТ для рассматриваемых условий. Для того чтобы сделать такой выбор, надо задаться величиной осевой нагрузки на долото. Этот режимный параметр выбирается на основании статистических данных по бурению на рассматриваемой площади. На Южно-Харьгинском месторождении бурение прямолинейных скважин ведут с осевой нагрузкой 14–20 тонн.

Диаметр УБТ должен находиться в интервале $(0,75–0,85) \cdot D_{\text{дол}}$. Воспользуемся УБТ наружным диаметром 178 мм, 1 м длины которых имеет массу 156 кг, внутренний

диаметр равен 80 мм. Так как колонна УБТ одномерная, длину УБТ определим по формуле:

$$l_{y\delta m} = \frac{1,25 \cdot P_{\text{дол}}}{q_{y\delta m}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{дол}}$ – нагрузка на долото, МН; $q_{y\delta m}$ – вес 1 м УБТ, МН.

$$l_{y\delta m} = \frac{1,25 \cdot 140}{1,56} = 116,2 \text{ м.}$$

Принимаем $l_{y\delta m} = 117$ м, что требует 13 труб по 9 м.

Критическая нагрузка для одномерной колонны УБТ без учёта перепада давления определяется по формуле:

$$P_{\text{кр}} = 2 \cdot \sqrt[3]{E \cdot I \cdot q^2}; \quad (9)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64} \cdot (178^4 - 80^4) = 4,72 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4 = 4720 \text{ см}^4;$$

$$P_{\text{кр}} = 2 \cdot \sqrt[3]{2,1 \cdot 10^7 \cdot 472 \cdot 15,6^2} = 57,8 \text{ кН,}$$

где E – модуль упругости ($E = 2,1 \cdot 10^7$ Н/см²); I – экваториальный момент инерции сечения трубы, см⁴; $q_{\text{убт}}$ – вес 1 м УБТ, Н/см.

Тогда вес секции:

$$Q_{y\delta m} = 1,56 \cdot 117 = 182,5 \text{ кН.}$$

Поскольку критическая нагрузка меньше нагрузки на долото, то с целью ограничения поперечной деформации УБТ и площади контакта со скважиной рекомендуется при необходимости устанавливать на УБТ промежуточные опоры профильного сечения. Число опор рассчитываем по формуле:

$$n_{\text{но}} = \frac{l_i - l_0}{a} - 1, \quad (10)$$

где l_i – длина i -ой секции; l_0 – длина компоновки для борьбы с искривлением; a – расстояние между опорами, м.

$$n_{\text{но}} = \frac{117 - 0}{23,5} - 1 = 4,97.$$

Принимаем число опор, равным 5.

Расчёт бурильных труб

При роторном способе бурения рекомендуется сначала делать расчёт на выносливость, а после этого расчёт на статическую прочность.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ, должно быть не менее 0,7. Исходя из этого условия, принимаем бурильные трубы с приваренными по высаженной части замками и толщиной стенки 9 мм (ТБПВ – 127) группы прочности К. Предел текучести $\sigma_m = 90$ МПа.

Допускаемая глубина спуска колонны из труб этого диаметра равна:

$$l_{\delta m} = \frac{Q_p - 1,15 \cdot Q_{y\delta m} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{\delta m}}\right) - P_{\text{дол}} \cdot F_{\text{к}}}{1,15 \cdot q_2 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{\delta m}}\right)}, \quad (11)$$

где Q_p – допускаемая растягивающая нагрузка бурильных труб данной секции, МН;

$$Q_p = \frac{\sigma_m \cdot F_{mp}}{n}; \quad (12)$$

σ_m – предел текучести материала труб, МПа; F_{mp} – площадь поперечного сечения труб, м²; n – коэффициент запаса прочности ($n = 1,35$).

Тогда:

$$Q_p = \frac{90 \cdot 33,4 \cdot 10^{-4}}{1,35} = 0,22 \text{ МН},$$

где q_2 – вес 1 м бурильных труб, МН; $Q_{y\delta m}$ – вес УБТ, МН; F_k – площадь сечения канала труб, м²; $\rho_{\delta m}$ – плотность материала стальных бурильных труб, г/см³.

Тогда допускаемая глубина спуска колонны из труб диаметром 127 мм равна:

$$l_{\delta m} = \frac{0,22 - 1,15 \cdot 0,18 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) - 1,8 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right)} = 90 \text{ м}.$$

Принимаем $l_{\delta m} = 90$ м. Вес секции:

$$Q_{\delta m} = 90 \cdot 267 = 24030 \text{ Н}.$$

Общая длина колонны составит:

$$L = l_{y\delta m} + l_{\delta m} = 117 + 90 = 207 \text{ м}.$$

Расчёт легкосплавных бурильных труб (ЛБТ)

Остальная часть бурильной колонны (длиной 1513 м) комплектуется легкосплавными бурильными трубами ЛБТ 147×11. Допускаемая длина колонны легкосплавных бурильных труб:

$$l_{лбт} = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p}{1,15 \cdot q_3 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{лбт}}\right)}, \quad (13)$$

где $Q_p^{(2)}$ – предельная нагрузка для легкосплавных бурильных труб, Н ($Q_p^{(2)} = 1240$ кН); q_3 – вес 1 м легкосплавных бурильных труб, Н ($q_3 = 16,5$ кг = 165,0 Н); $\rho_{лбт}$ – плотность материала легкосплавных бурильных труб, г/см³.

Допускаемая длина колонны легкосплавных труб ЛБТ 147×11:

$$l_{лбт} = \frac{1240000 - 220000}{1,15 \cdot 165,0 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{2,80}\right)} = 8600 \text{ м}.$$

Полученное значение превышает глубину оставшейся части ствола скважины. Важно также, что в трубах ЛБТ 147×11 за счёт большего диаметра снижаются потери давления циркулирующей промывочной жидкости.

Длину легкосплавных бурильных труб принимаем $l_{лбт} = 1513$ м. Вес секции ЛБТ $Q_{лбт} = 1513 \cdot 165 = 249645$ Н.

Расчёт колонны бурильных труб на статическую прочность

Условие прочности для вертикальных скважин:

$$\sigma_p \leq [\sigma], \quad (14)$$

где σ_p – нормальное растягивающее напряжение, МПа; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, МПа.

$$[\sigma] = \frac{\sigma_m}{k_{\text{зап}}}, \quad (15)$$

где σ_m – предел текучести материала буровых труб, МПа; $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса прочности в зависимости от условия работ ($k_{\text{зап}} = 1,5$).

$$[\sigma] = \frac{300}{1,5} = 200 \text{ МПа.}$$

Нормальное растягивающее напряжение в поперечном сечении буровой колонны:

$$\sigma_p = \frac{k \cdot g \cdot (m_{\text{сбт}} + m_{\text{убт}}) \cdot \left(1 - \frac{\gamma_p}{\gamma_{\text{см}}}\right) + k \cdot m_{\text{лбт}} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_p}{\gamma_{\text{ал}}}\right) \cdot S_k \cdot \Delta P_{\text{дол}}}{10^6 \cdot S_m}, \quad (16)$$

где k – коэффициент, учитывающий влияния трения сил инерции и сил сопротивления движению бурового раствора ($k = 1,15$); $\Delta P_{\text{дол}}$ – перепад давления на долоте, Па ($\Delta P_{\text{дол}} = 1,14$ МПа); S_k – площадь поперечного сечения канала трубы, м²; S_m – площадь поперечного сечения тела трубы, м²; $\gamma_{\text{см}}$ – удельный вес стали, Н/м³; $\gamma_{\text{ал}}$ – удельный вес алюминия, Н/м³; γ_p – удельный вес бурового раствора, Н/м³; $m_{\text{сбт}}$, $m_{\text{убт}}$, $m_{\text{лбт}}$ – масса СБТ, УБТ и ЛБТ соответственно, кг.

$$S_k = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (17)$$

где d – внутренний диаметр ЛБТ 147×11.

$$S_m = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}, \quad (18)$$

где D – наружный диаметр ЛБТ 147×11.

$$S_k = \frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} = 0,012 \text{ м}^2; \quad S_m = \frac{3,14 \cdot (0,147^2 - 0,125^2)}{4} = 0,0047 \text{ м}^2,$$

где μ – расходный коэффициент, зависящий от типа насадки ($\mu = 0,92$); ω – суммарная площадь сечения промывочных каналов в долоте; Q – расход, обеспечивающий вынос шлама.

$$\omega = 3 \cdot \frac{\pi \cdot f^2}{4}, \quad (19)$$

где f – площадь сечения промывочного канала в долоте.

$$\omega = 3 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,015^2}{4} = 5,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$\sigma_p = \frac{1,1 \cdot 9,81 \cdot (8010 + 8520) \cdot \left(1 - \frac{1,15}{7,85}\right) + 1,1 \cdot 38940 \cdot \left(1 - \frac{1,15}{2,8}\right) \cdot 0,012 \cdot 2,14}{10^6 \cdot 0,0047} = 32,5 \text{ МПа};$$

$$32,5 < 200 \text{ МПа.}$$

Следовательно, условие прочности выполняется.

Выбор типов промывочной жидкости и гидравлической программы промывки

Каждый буровой раствор имеет свои границы применения, которые зависят главным образом от геологических условий бурения: пластового давления вскрытых скважинной горизонтов, устойчивости пород, слагающих эти горизонты, минерального состава разбуриваемых пород.

Механическая скорость проходки, эффективность и долговечность работы бурового оборудования увеличиваются с ростом подвижности промывочного агента. С этой точки зрения, циркулирующие реагенты можно расположить в следующем порядке: газ, вода, буровые растворы. Однако с точки зрения универсальности и объёма применения они располагаются в обратном порядке: буровые растворы, вода, газ.

Естественные буровые растворы, представляющие собой коллоидную смесь воды и глины, широко применяются при бурении в неосложнённых условиях, т.е. при отсутствии в разрезе скважины высоконапорных и поглощающих горизонтов, а также пород, склонных к нарушению пристволенной зоны скважины.

Качество бурового раствора существенно влияет на скорость и успех проводки скважины. С увеличением плотности бурового раствора гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины возрастают, вследствие чего коэффициент подачи насосов уменьшается. Увеличение плотности раствора, как правило, сопровождается ростом его вязкости и напряжения сдвига, что приводит к снижению подачи жидкости на забой и значительно ухудшает очистку забоя и промывку ствола скважины.

Обоснование типов и параметров буровых растворов

Тип бурового раствора (его компонентный состав) зависит от физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений и забойной температуры. Качество бурового раствора должно обеспечивать успешную проводку скважины, крепление её обсадными колоннами и эффективное вскрытие продуктивного пласта. Используемый буровой раствор и химические реагенты, применяемые для его обработки, должны быть малоопасны с точки зрения охраны окружающей природной среды и безвредными для здоровья людей. Система очистки бурового раствора должна обеспечивать эффективную очистку его от выбуренной породы, в том числе избыточного содержания глинистой коллоидной фракции.

С учётом вышесказанного, для бурения эксплуатационных скважин на Южно-Харьгинском месторождении предусмотрено применение отечественных и импортных химреагентов, малоопасных для окружающей природной среды и людей. Буровой раствор, обработанный по принятым рецептурам, малоопасен для окружающей природной среды и рабочих.

В связи с опасностью проявлений строго нормируется плотность бурового раствора, остальные параметры проектируются исходя из имеющихся знаний и опыта промыслового бурения.

Плотность бурового раствора рассчитывается для каждого интервала совместимых условий бурения по горизонту с максимальным градиентом пластового давления по формуле:

$$\rho = \frac{k \cdot p_{пл}}{g \cdot h}, \quad (20)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости; h – глубина залегания кровли пласта; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым:

$k = 1,10-1,15$ при h до 1200 м;

$k = 1,05-1,10$ при h до 2500 м.

Результаты расчётов сведены в таблицу 9.

В интервале 0–30 м породы представлены суглинком с включением гальки и гравия, с прослоями разнозернистого песка. При бурении под направление используем полимерглинистый раствор плотностью 1122 кг/м³, вязкостью 60–65 сек, pH = 9,5.

Таблица 9 – Данные

Интервал, м	$\rho_{пл}$, МПа	k	ρ , кг/м ³
0–30	0,3	1,15	1122
30–730	7,3	1,15	1122
730–1720	16,7	1,1	1151

При бурении ствола скважины под кондуктор вскрывается разрез, сложенный переслаиванием песков, глин и песчаников, относящихся к многолетнемёрзлым породам. Для приготовления и обработки полимерглинистого раствора будем применять следующие реагенты:

- бентонитовый глинопорошок – для приготовления глинистого раствора;
- КМЦ – для уменьшения фильтрации;
- графит – смазывающая добавка.

Параметры бурового раствора в интервале 30–730 м:

- плотность 1122 кг/м³;
- условная вязкость 55–65 с;
- показатель фильтрации 8–10 см³/30 мин.;
- статистическое напряжение сдвига 20 дПа – для обеспечения нормальной удерживающей способности раствора;

- динамическое напряжение сдвига 20–35 дПа;
- песок <1 %;
- рН = 8–9.

Интервал 730–1720 м представлен песчаниками, глинами и алевролитами. Условия бурения нормальные, следует использовать полимерглинистый буровой раствор. Особое внимание при бурении под эксплуатационную колонну следует отвести обеспечению устойчивости стенок скважин, уменьшению толщины и липкости глинистой корки. Для обработки бурового раствора будем использовать реагенты:

- КМЦ;
- Унифлок;
- сода кальцинированная;
- омыленный таловый пек – снижение фильтрации;
- графит.

Параметры полимерглинистого раствора:

- плотность 1039 кг/м³;
- условная вязкость 55–90 с;
- показатель фильтрации 4–5 см³/30 мин.;
- статическое напряжение сдвига 10–20 дПа;
- динамическое напряжение сдвига 20–35 дПа;
- песок <1 %;
- рН = 8–9.

Перед вскрытием продуктивного пласта для сохранения коллекторских свойств в буровой раствор рекомендуется ввести поверхностно-активные вещества (ПАВ). Содержание ПАВ колеблется от 0,01 % до 0,1 %.

Ввод ПАВ способствует:

- снижению поверхностного натяжения на контакте «фильтрат – порода»;
- снижению капиллярного давления;
- увеличению эффективных радиусов поровых каналов за счёт снижения толщины адсорбционных оболочек поверхности;
- гидрофобизации поверхности поровых каналов и не допускает образование водонефтяной эмульсии.

Необходимый объём бурового раствора для бурения скважины определяем по формуле:

$$V = V_n + V_{бр} + a \cdot V_{скв},$$

где V_n – объём желобной системы и приёмных ёмкостей буровых насосов, м³ ($V_n = 50$ м³); a – коэффициент запаса бурового раствора ($a = 1,5$); $V_{бр}$ – объём бурового раствора, теряемого безвозвратно в процессе бурения в циркуляционной системе при поглощении, м³.

$$V_{бр} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot l_i, (21)$$

где n_i – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м³; l_i – величина технологического интервала скважины, м; $V_{скв}$ – объём скважины в конце i -го интервала бурения с промывкой данным типом раствора, м³.

$$V_{скв} = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot D_i^2}{4} \cdot l_i \cdot k_i, (22)$$

где D_i – диаметр ствола скважины i -го технологического интервала, м; k_i – коэффициент кавернозности i -го интервала.

Затем определяем потребное количество химреагентов и материалов для приготовления проектируемых типов буровых растворов по формуле:

$$Q_{xp} = q_{xp} \cdot V, (23)$$

где q_{xp} – количество химреагентов, необходимых для приготовления 1 м³ глинистого раствора заданной плотности, кг.

Рассчитаем объём бурового раствора при бурении под направление:

$$V_n = 50 \text{ м}^3;$$

$$V_{\bar{o}} = 0,39 \cdot 30 = 11,7 \text{ м}^3;$$

$$V_{скв} = 0,785 \cdot (0,492)^2 \cdot 30 \cdot 1,2 = 7,4 \text{ м}^3;$$

$$V = 50 + 11,7 + 1,5 \cdot 7,4 = 72,8 \text{ м}^3.$$

Реагенты	кг/м ³	Расход реагентов, кг
бентонит	60	4368
Na ₂ CO ₃	0,5	36,4

Рассчитаем объём бурового раствора при бурении под кондуктор:

$$V_{\bar{o}} = 0,21 \cdot 700 = 147 \text{ м}^3;$$

$$V_{скв} = 0,785 \cdot (0,369)^2 \cdot 700 \cdot 1,12 = 83,8 \text{ м}^3;$$

$$V = 50 + 147 + 1,5 \cdot 83,8 = 322,7 \text{ м}^3.$$

Реагенты	кг/м ³	Расход реагентов, кг
бентонит	60	19362
Na ₂ CO ₃	0,5	161,35
NaHCO ₃	1,5	484

Рассчитаем объём бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну:

$$V_{\bar{o}} = 0,12 \cdot 990 = 119 \text{ м}^3;$$

$$V_{скв} = 0,785 \cdot (0,270)^2 \cdot 990 \cdot 1,03 = 58,5 \text{ м}^3;$$

$$V = 50 + 119 + 1,5 \cdot 58,5 = 256,7 \text{ м}^3.$$

Реагенты	кг/м ³	Расход реагентов, кг
бентонит	10	2567
Na ₂ CO ₃	0,5	128
NaHCO ₃	0,5	128
NaOH	3	771
Defoamer	2	513,4

Проектирование режимов бурения

Под режимом бурения понимают комплекс субъективных факторов, которые определяют эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины. Каждый из этих факторов называется режимным параметром. При турбинном бурении изменение одного из параметров режима бурения сразу оказывает влияние на другие, поскольку рабочая характеристика турбобура связывает ряд параметров. В качестве основных режимных параметров можно выделить:

- осевая нагрузка на долото G_{oc} , кН;
- частота вращения долота n , мин.⁻¹;
- расход промывочной жидкости при этом меняется автоматически.

Расчёт осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение элементов долота в горную породу. Естественно, что с увеличением осевой нагрузки на долото увеличивается и эффективность разрушения породы. Но необходимо отметить, что при увеличении нагрузки скорость проходки растёт до определённого предела и, дойдя до максимального своего значения, снижается, что необходимо учитывать при расчёте.

Наиболее точным методом расчёта осевой нагрузки на долото считается статистический метод расчёта осевой нагрузки. После расчёта полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой на долото (по паспорту) и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

Осевая нагрузка на долото рассчитывается по следующей формуле:

$$G_{oc} = g_0 \cdot D_{дол}, \quad (24)$$

где $D_{дол}$ – диаметр долота, м; g_0 – удельная нагрузка на 1 м диаметра долота для бурения в породах данной категории, кН/м.

Для данного района работ рекомендуется применять следующие удельные нагрузки:

- для мягких и мягких абразивных пород: $g_0 \leq 200$ кН/м;
- для мягких пород с вкраплениями пород средней твёрдости: $g_0 \leq 200\text{--}400$ кН/м;
- для пород средней твёрдости, абразивных пород средней твёрдости и пород средней твёрдости с вкраплениями твёрдых: $g_0 \leq 400\text{--}800$ кН/м.

Для бурения в интервале 0–30 м $g_0 = 180$ кН/м, так как интервал сложен мягкими породами. Тогда по формуле:

$$G_{oc} = 180 \cdot 0,3937 = 70,87 \text{ кН.}$$

Расчётное значение осевой нагрузки не должно превышать 80 % от допустимой по паспорту долота:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot G_{доп},$$

где $G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото по паспорту, кН.

Для долота III393,7М-ЦВ $G_{доп} = 470$ кН, тогда по формуле:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot 470 = 376 \text{ кН.}$$

Условие выполняется. Из полученных данных следует, что на интервале бурения под направление осевая нагрузка составит 71 кН.

На интервале бурения под кондуктор 30–730 м представлены мягкие и средние породы, поэтому $g_0 = 250$ кН/м. Тогда по формуле:

$$G_{oc} = 250 \cdot 0,2953 = 73,83 \text{ кН.}$$

Для долота III 295,3 МС-ЦВ $G_{дол} = 400$ кН, тогда по формуле:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot 400 = 320 \text{ кН.}$$

Условие выполняется. Следовательно, на интервале бурения под кондуктор осевую нагрузку принимаем равной 74 кН.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 730–1722 м $g_0 = 500$ кН/м, так как интервал представлен породами средней твёрдости. Тогда по формуле:

$$G_{oc} = 500 \cdot 0,2159 = 107,95 \text{ кН.}$$

Для долота III 215,9 СЗ-ГВ $G_{дол} = 250$ кН, тогда по формуле:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot 250 = 200 \text{ кН.}$$

Условие выполняется. Следовательно, на интервале 73–1720 м осевая нагрузка составит 108 кН.

Принятые осевые нагрузки с учётом всех условий и расчётов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Принятые осевые нагрузки с учётом всех условий и расчётов

Интервал, м	0–30	30–730	730–1720
Осевая нагрузка, кН	71	74	108

Расчёт частоты вращения долота

При выборе оптимальных величин частоты вращения долота и осевой нагрузки на долото необходимо использовать результаты исследований бурения опорно-технологических скважин на данной площади или на площадях с аналогичными геологическими условиями. При отсутствии таких сведений можно воспользоваться методом математической статистики, если имеется достаточная информация.

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные скорости вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости бурения. Также превышение частоты вращения долота снижает долговечность их работы вследствие более интенсивного износа опор и сокращает проходку долота за рейс.

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

- для долот типа М 250–400 об./мин.;
- для долот типа МС 150–300 об./мин.;
- для долот типа СЗ 100–200 об./мин.

Существует 3 метода расчёта частоты вращения:

- 1) технологический метод (по износу опор долота);
- 2) аналитический метод (по времени контакта зубьев долота с породой);
- 3) статистический метод (по предельной окружной скорости).

Расчёт оптимальной частоты вращения долот статистическим методом производится по формуле:

$$n = \frac{60 \cdot v_{лин}}{\pi \cdot D_{дол}}, \quad (25)$$

где $v_{лин}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, рассчитывается по таблице 11.

Таблица 11 – Данные для расчёта рекомендуемой линейной скорости на периферии долота

Тип горной породы	М, МЗ	МС, МСЗ	С, СЗ, СТ
Линейная скорость, м/с	3,5–2,8	2,8–1,8	1,8–1,3

Подставляя в формулу численные значения получаем:

- для III 393,7М-ЦВ $n = \frac{60 \cdot 3,5}{3,14 \cdot 0,3937} = 170$ об./мин.;
- для III 295,3 МС-ЦВ $n = \frac{60 \cdot 2,8}{3,14 \cdot 0,2953} = 181$ об./мин.;
- для III 215,9 СЗ-ГВ $n = \frac{60 \cdot 1,5}{3,14 \cdot 0,2159} = 132$ об./мин.

Расчёт оптимальной частоты вращения долот технологическим методом по износу опор производится по формуле:

$$n = \frac{T_0}{0,02 \cdot (\alpha + 2)}, \quad (26)$$

где T_0 – константа, характеризующая стойкость опор долота, определяется по формуле:

$$T_0 = 0,0935 \cdot D_{\text{дол}};$$

α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы:

- для М, МЗ = 0,7–0,9;
- для С, СТ = 0,5–0,7.

Тогда по формуле получим:

- для III 393,7М-ЦВ $n = \frac{0,0935 \cdot 393,7}{0,02 \cdot (0,8 + 2)} = 657$ об./мин.;
- для III 295,3 МС-ЦВ $n = \frac{0,0935 \cdot 295,3}{0,02 \cdot (0,8 + 2)} = 493$ об./мин.;
- для III 215,9 СЗ-ГВ $n = \frac{0,0935 \cdot 215,9}{0,02 \cdot (0,6 + 2)} = 388$ об./мин.

Условие выполнено. Рассчитанное число оборотов не превышает ограничения. Принятые по расчётам данные сводим в таблицу.

Интервал, м		Число оборотов, об./мин.
0–30	III 393,7М-ЦВ	170
30–730	III 295,3 МС-ЦВ	181
730–1720	III 215,9 СЗ-ГВ	132

Расчёт необходимого расхода промывочной жидкости

Грамотно рассчитанный расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- нормальную (устойчивую) работу забойного двигателя;
- сохранение целостности и нормального диаметра ствола скважины (предупреждение эрозии стенок скважины и гидроразрыва пород).

Определяем максимальную подачу буровых насосов при бурении с «нуля» ($L = 0$) по формуле:

$$Q = \sqrt[3]{\frac{N_{\text{пол}}}{A \cdot \rho_{\text{бр}}}}, \quad (27)$$

где $N_{\text{пол}}$ – полезная мощность бурового насоса, кВт (полезная мощность бурового насоса УНБ-600 составляет 510 кВт); A – коэффициент потерь давления, не зависящий от глубины скважины.

Коэффициент A определяется по формуле:

$$A = a_{ман} + a_{убт} \cdot l_{убт} + a_{дол}, \quad (28)$$

где $a_{ман}$ – коэффициент потерь давления в манифольде (так как диаметр проходного отверстия ведущей трубы составляет 100 мм, то $a_{ман} = 30 \cdot 10^{-5}$); $a_{убт}$ – коэффициент потерь давления в УБТ (для УБТ диаметром 178 мм $a_{убт} = 0,59 \cdot 10^{-5}$); $a_{дол}$ – коэффициент потерь в промывочных отверстиях долота, который определяется по формуле:

$$a_{дол} = \frac{0,12}{F^2},$$

где F – суммарная площадь промывочных отверстий долота, см² (для долота диаметром 295,3 мм $F = 21$ см²).

$$a_{дол} = \frac{0,12}{21^2} = 27,2 \cdot 10^{-5}.$$

Подставив значения этих величин в формулу (28), получим:

$$A = (30 + 0,59 \cdot 144 + 27,2) \cdot 10^{-5} = 142,2 \cdot 10^{-5}.$$

Определяем расход бурового раствора:

$$Q = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 510}{142 \cdot 10^{-5} \cdot 1,12}} = 82,4 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Согласно характеристике бурового насоса УНБ-600 можно получить подачу 84 дм³/с, если на двух насосах будут диаметры поршней 180 мм (подача одного насоса при этом составляет 42 дм³/с).

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 84 дм³/с по формуле:

$$L_{дол} = \frac{N_{нас} - A \cdot \rho_{бр} \cdot Q^3}{B \cdot \rho_{бр} \cdot Q^3}, \quad (29)$$

где B – коэффициент потерь давлений, зависящий от глубины бурения и определяемый по формуле:

$$B = a_{тр} + \frac{a_{зам}}{l_{зам}} + a_{кп}, \quad (30)$$

где $a_{тр}$ – коэффициент потерь давлений в бурильных трубах ($a_{тр} = 61 \cdot 10^{-8}$); $a_{зам}$ – коэффициент потерь давлений в бурильных замках ($a_{зам} = 230 \cdot 10^{-8}$); $l_{зам}$ – среднее расстояние между замками, для расчётов принимается равным 10 м; $a_{кп}$ – коэффициент потерь давлений в затрубном пространстве ($a_{кп} = 3,5 \cdot 10^{-8}$).

$$\text{Следовательно: } B = \left(61 + \frac{230}{10} + 3,5 \right) \cdot 10^{-8} = 87,5 \cdot 10^{-8}.$$

Определяем допустимую глубину бурения:

$$L_{дол} = \frac{2 \cdot 510 - 142,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1,12 \cdot 84^3}{87,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,12 \cdot 84^3} = 842 \text{ м}.$$

Предварительно принимаем $L_{дол} = 730$ м, так как с глубины 730 м плотность бурового раствора составляет 1,04 г/см³ и диаметр долота 215,9 мм. Для новых условий определяем $a_{дол}$, $a_{кп}$, A и B .

$$a_{дол} = \frac{0,12}{13,5^2} = 65,8 \cdot 10^{-5}; \quad a_{кп} = 42,5 \cdot 10^{-8};$$

$$A = (30 + 0,59 \cdot 144 + 65,8) \cdot 10^{-5} = 180,8 \cdot 10^{-5};$$

$$B = \left(61 + \frac{230}{10} + 42,5 \right) \cdot 10^{-8} = 126,5 \cdot 10^{-8}.$$

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 84 дм³/с:

$$L_{доп} = \frac{2 \cdot 510 - 180,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,04 \cdot 84^3}{126,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,15 \cdot 84^3} = 1056 \text{ м.}$$

Для увеличения допустимой глубины бурения принимаем на двух насосах диаметры поршней равными 170 мм. Тогда подача одного насоса составит 36 дм³/с, а подача двух насосов соответственно 72 дм³/с.

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 72 дм³/с:

$$L_{доп} = \frac{2 \cdot 510 - 180,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,04 \cdot 72^3}{126,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,15 \cdot 72^3} = 1984 \text{ м.}$$

Расход промывочной жидкости, необходимый для очистки забоя

Минимально необходимый расход Q_1 из условия нормальной очистки забоя определяется по формуле:

$$Q_1 \geq q \cdot F_{заб}, \quad (31)$$

где q – удельный расход жидкости, необходимый для удовлетворительной очистки забоя ($q = 0,57-0,65$ м/с); $F_{заб}$ – площадь проекции забоя.

$$Q_1 \geq 0,57 \cdot \frac{\pi \cdot D_{дол}^2}{4}.$$

При бурении под кондуктор: $Q_1 \geq 0,57 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2953^2}{4} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}.$

Под эксплуатационную колонну: $Q_1 \geq 0,57 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2159^2}{4} = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}.$

Расход жидкости, необходимый для выноса шлама

Расход, обеспечивающий вынос шлама должен обеспечивать такую скорость восходящего потока, которая превышает скорость падения твёрдых частиц, что базируется на данных практики бурения. При бурении на структурированном растворе скорость восходящего потока обычно выбирается $v_в = 0,4-0,6$ м/с.

$$Q_2 \geq v_в \cdot S_{кп}, \quad (32)$$

где $v_в$ – скорость восходящего потока бурового раствора; $S_{кп}$ – площадь кольцевого пространства.

При бурении под кондуктор:

$$Q_2^{кон} \geq 0,5 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2953^2 - 0,127^2) = 0,028 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При бурении под эксплуатационную колонну:

$$Q_2^{экс} \geq 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчёт параметров спускоподъёмных операций

По технической характеристике буровой лебёдки ЛБ-750 (табл. 12) определяются скорости подъёма крюка, мощность на барабане, допустимые нагрузки.

Таблица 12 – Техническая характеристика ЛБ-750

Скорость лебёдки	Частота вращения барабана, об./мин.
I	42
II	90
III	158
IV	342

Средняя скорость подъёма крюка:

Длина каната, наматываемого на барабан лебёдки при подъёме одной свечи:

$$L_h = \alpha \cdot l_{ce} \cdot m, \quad (33)$$

где α – безразмерный коэффициент, учитывающий удлинение талевого каната ($\alpha = 1,02$); l_{ce} – длина одной свечи, м; m – число струн талевой системы ($m = 10$).

Тогда: $L_h = 1,02 \cdot 24 \cdot 10 = 245$ м.

Длина каната на барабане лебёдки при навивке в один слой определяется по формуле:

$$L_1 = \pi \cdot D_b \cdot \frac{L_b}{(d_k + \Delta)}, \quad (34)$$

где D_b – диаметр барабана лебёдки ($D_b = 0,8$ м); L_b – длина барабана лебёдки ($L_b = 1,2$ м); d_k – диаметр талевого каната ($d_k = 0,028$ м); Δ – расстояние между витками талевого каната, м.

Тогда: $L_1 = 3,14 \cdot 0,8 \cdot \frac{1,2}{(0,028 + 0,001)} = 104$ м.

Число слоёв на барабане лебёдки:

$$z = \frac{L_h}{L_1}. \quad (35)$$

Получаем: $z = \frac{245}{104} = 2,35$. Следовательно, 3 слоя.

Средний диаметр навивки каната найдем по формуле:

$$D_{cp} = \frac{D_0 + D_1}{2}, \quad (36)$$

где D_0 – средний диаметр при навивке в один слой ($D_0 = 0,864$ м); D_1 – средний диаметр при навивке в три слоя ($D_1 = 0,992$ м).

Тогда: $D_{cp} = \frac{0,864 + 0,992}{2} = 0,928$ м.

Средние скорости подъёма крюка:

$$V_{кр}^i = \frac{\pi \cdot D_{cp} \cdot n_b^i}{60 \cdot m}. \quad (37)$$

Получим:

$$V_{кр}^1 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 42}{60 \cdot 10} = 0,2 \text{ м/с}; \quad V_{кр}^2 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 90}{60 \cdot 10} = 0,43 \text{ м/с};$$

$$V_{кр}^3 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 158}{60 \cdot 10} = 0,76 \text{ м/с}; \quad V_{кр}^4 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 342}{60 \cdot 10} = 1,6 \text{ м/с}.$$

Максимальная мощность на крюке:

$$N_{\max} = N_{л} \cdot \eta_m \cdot \eta_{mc}, \quad (38)$$

где η_m – КПД трансмиссии ($\eta_m = 0,8$); η_{mc} – КПД талевого системы:

$$\eta_{mc} = 1 - 0,02 \cdot m = 1 - 0,2 = 0,8.$$

Тогда: $N_{\max} = 750 \cdot 0,8 \cdot 0,8 = 480$ кВт.

Допустимая нагрузка на крюке на каждой скорости:

$$Q_{кр}^i = \frac{N_{\max}}{V_{кр}^i}. \quad (39)$$

Получим:

$$Q_{кр}^1 = \frac{480}{0,2} = 2400 \text{ кН}; \quad Q_{кр}^2 = \frac{480}{0,43} = 1116 \text{ кН};$$

$$Q_{кр}^3 = \frac{480}{0,76} = 631 \text{ кН}; \quad Q_{кр}^4 = \frac{480}{1,6} = 300 \text{ кН}.$$

Знание допустимых нагрузок на крюке необходимо, так как это позволит наиболее полно использовать мощность привода лебёдки, а, следовательно, уменьшить затраты времени на СПО.

Литература

1. Проект на строительство эксплуатационных скважин на Южно-Харьгинском месторождении на 2008 год, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Издательство «Недра», 1993-1996. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
8. 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.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4 томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
12. Агзамов Ф.А., Токунова Э.Ф., Комлева С.Ф. О требованиях к тампонажным материалам и технологии крепления для обсадных колонн, работающих в экстремальных условиях // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 22–19.
13. Гнибидин В.Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 54–59.
14. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
15. Зоценко О.Н. [и др.]. Харьягинское месторождение: результаты внедрения инновационной технологии мониторинга работы скважин для карбонатной залежи // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 66–70.

16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шиян С.И. Исследование износостойких покрытий бурильных труб при строительстве эксплуатационной скважины на Южно-Харьгагинском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3.

References

1. Project to build production wells at the Yuzhno-Kharyaginskoye field in 2008, LLC LUKOIL-Komi.
2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer Handbook in 4 volumes. – M. : Publishing house «Nedra», 1993–1996. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 c.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's satellite : a reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Vol. 1–2.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and Gas Wells Underground Overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a textbook. – Novocheerkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
12. Agzamov F.A., Tokunova E.F., Komleva S.F. About requirements to plugging materials and fastening technology for casing string working in extreme conditions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 22–19.
13. Gnibidin V.N. Research results in the field of prevention of the tightness loss of the annular space of the wells as a result of the static and dynamic loads // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 54–59.
14. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions for increasing the drilling efficiency of the lateral horizontal wells at the West Siberian fields // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
15. Zoshchenko O.N. Zoshchenko O.N. [et al.]. Kharyaginskoe field: results of introduction of innovative technology of well monitoring for carbonate deposit // Oil. Gas. Innovations. – 2019. – № 2. – P. 66–70.
16. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Shiyani S.I. Investigation of the wear-resistant drill pipe coatings during construction of the production well at Yuzhno-Kharyaginskoe oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3.

УДК 622.276.652

**ОБОСНОВАНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НА ПРИМЕРЕ АХТЫРСКО-БУГУНДЫРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**SUBSTANTIATION OF THE MAXIMUM DEVELOPMENT
OF HIGH-VISCOSITY OIL RESERVES DEPOSITS
OF A MULTILAYER FIELD ON THE EXAMPLE
OF THE AKHTYRSKO-BUGUNDYRSKOYE FIELD**

Самойлов Александр Сергеевич

аспирант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aleksandr3105@inbox.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается перспектива максимальной выработки запасов высоковязкой нефти с применением парогазоциклического метода увеличения нефтеотдачи. Ахтырско-Бугундырское месторождение является многопластовым, в разрезе выявлено 13 залежей углеводородов, из которых 9 залежей содержат лёгкую нефть (степень выработки которых практически завершена) и 4 залежи высоковязкой нефти. При планировании геолого-технических мероприятий по довыработке запасов залежей тяжёлой нефти рассматривается возможность использования скважин, пробуренных на нижележащие объекты с лёгкими нефтями. Работа выполнена на геологической основе, проанализированы основные эксплуатационные показатели при достигнутой степени нефтеизвлечения и сделана оценка перспектив дальнейшей разработки месторождения.

Ключевые слова: анализ выработки запасов; характеристика текущего состояния разработки месторождения; текущее состояние разработки эксплуатационных объектов; обоснование мероприятий по довыработке запасов нефти; методы воздействия на пласт; обоснование метода воздействия на пласт; технологические показатели разработки по вариантам.

Samoylov Alexander Sergeevich

Graduate student of oil
and gas engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The article discusses the prospect of maximizing the development of high-viscosity oil reserves using the gas-vapor cyclic method of increasing oil recovery. The Akhtyrsko-Bugundyrskoye field is multilayer, with a cross section of 13 hydrocarbon deposits, of which 9 deposits contain light oil (the degree of production of which is almost complete) and 4 deposits of high-viscosity oil are identified. When planning geological and technical measures for the development of reserves of heavy oil deposits, the possibility of using wells drilled on underlying objects with light oils is considered. The work was done on a geological basis, the main operational indicators were analyzed with the achieved degree of oil recovery, and an assessment was made of the prospects for further development of the field.

Keywords: stock development analysis; characterization of the current state of field development; current state of development of operational facilities; substantiation of measures for additional production of oil reserves; formation stimulation methods; substantiation of the method of stimulation; technological indicators of development by options.

Х характеристика текущего состояния разработки
месторождения в целом

Ахтырско-Бугундырское месторождение открыто в 1946 году, введено в разработку в 1949 году.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти по объектам тяжёлой нефти составляет 454,5 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,219 при утверждённом 0,327. Накопленная добыча жидкости составила 3111 тыс. тонн.

На 01.01.2019 г. на Ахтырско-Бугундырском месторождении (по объектам тяжёлой нефти) пробурено 115 скважин.

В добывающем фонде на месторождении числится 115 скважин, из них:

- действующих – 7 скважин,
- наблюдательных – 19 скважин
- в ожидании ликвидации – 17 скважин,
- ликвидированных – 72 скважины.

В нагнетательном фонде на месторождении числится 3 скважины.

Разбуривание месторождения проведено в соответствии с проектными документами. Проектный фонд скважин пробурен в полном объёме.

Большинство выбывших из эксплуатации скважин ликвидировано по технологическим причинам, как выполнивших своё проектное назначение.

В 1949 году годовая добыча нефти составляла 39,5 тыс. тонн.

С 1949 по 1951 гг. годовая добыча нефти по месторождению увеличивается с 39,5 до 52,7 тыс. тонн. В 1951 году на месторождении достигается максимальная годовая добыча нефти – 52,7 тыс. тонн (рис. 1). Действующий добывающий фонд составлял 25 скважин, под закачкой находилось 0 скважин.

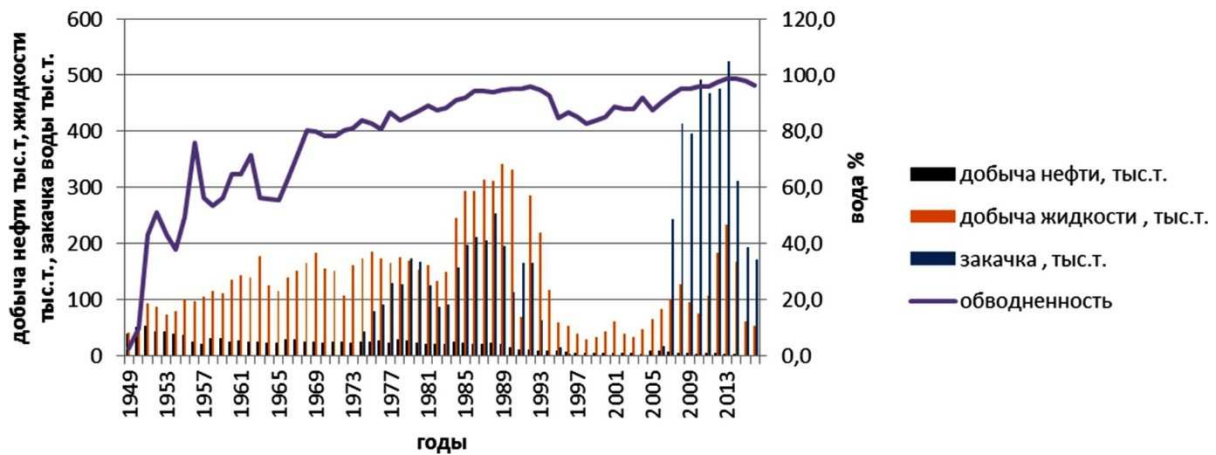


Рисунок 1 – Динамика технологических показателей разработки Ахтырско-Бугундырского месторождения (по объектам с тяжёлой нефтью)

В 1956 году действующий добывающий фонд увеличивается до 26 скважин, под закачкой нет скважин, однако годовая добыча нефти снижается на 47 % и составляет 24,88 тыс. тонн. С 1954 по 1958 гг. действующий добывающий фонд снижается до 22 скважин, нагнетательный фонд отсутствует, а годовые отборы нефти увеличиваются до 30,8 тыс. тонн. Обводнённость продукции скважин изменялась в пределах 11–85,5 %. На конец периода текущий КИН составлял 0,219. В последующие годы происходит снижение годовой добычи нефти при росте обводнённости добываемой продукции и дебитов скважин по жидкости.

Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Текущее состояние разработки объекта №1 р (понт)

Разработка объекта ведётся с 1954 года на упруговодонапорном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 7 добывающих, все они ликвидированы.

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 23,0 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,035. Отбор от начальных извлекаемых запасов 26,8 %.

Накопленная добыча жидкости составила 147,6 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 5,4.

Всего в эксплуатации пребывало 22 скважин, достигнутая плотность сетки скважин составила 4,7 га. Все скважины эксплуатировались глубинно-насосным способом. Накопленный отбор нефти на одну скважину составил 1,9 тыс. тонн.

Остаточные извлекаемые запасы равны 63 тыс. тонн.

Максимальный отбор нефти по объекту был достигнут в 1972 году и составил 1,7 тыс. тонн при темпе отбора от НИЗ 2,0 %. В этот период времени объект эксплуатировали три скважины.

С 1994 года объект не разрабатывается по причине высокой обводнённости скважин (99 %).

На рисунке 2 представлен график истории разработки объекта.

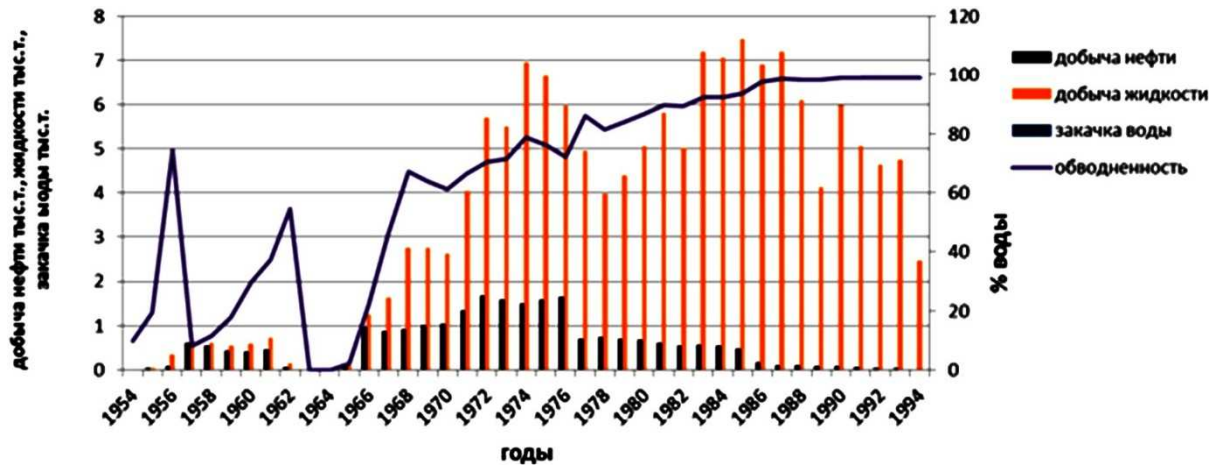


Рисунок 2 – Динамика технологических показателей разработки объекта N1p (понт)

Начальное пластовое давление в пластах понтических отложений близко к гидростатическому. Первый замер пластового давления был произведён в 1967 году в скважине № 345 (приведённое к а.о. – 200 м, пластовое давление равно 2,2 МПа). Последние замеры были произведены в 1997 году в скважинах №№ 150 и 527 (среднее приведённое пластовое давление равно 2,1 МПа).

Замеры пластового давления по залежи производились как в добывающих, так и в наблюдательных скважинах. В течение всего периода исследований пластовое давление практически оставалось на одном уровне – на уровне гидростатического давления.

На рисунке 3 представлена карта накопленных отборов по объекту N1p.

Текущее состояние разработки объекта N1m (меотис)

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 8 добывающих, все они ликвидированы.

Залежь периодически эксплуатировалась одной скважиной.

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 1 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,004. Накопленная добыча жидкости составила 5 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 4,0.

Остаточные извлекаемые запасы равны 23 тыс. тонн.

По состоянию на 01.01.2019 г. объект не разрабатывается.

Текущее пластовое давление равно начальному пластовому давлению.

По данному объекту разработки эксплуатация не производилась, все скважины, пробуренные для разведки этого объекта, в процессе эксплуатации были перенесены на ниже- или вышележащие горизонты. На рисунке 4 представлена карта накопленных отборов по объекту N1p.

Текущее состояние разработки объекта N1sr (сармат)

Разработка объекта ведётся с 1949 года на упруговодонапорном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 2 добывающие, все действующие.

Нефть тяжёлая, плотность 0,970; высоковязкая, вязкость нефти в пластовых условиях 400 мПа·с; нефть высокосмолистая (акцизных смол 53–72 %).

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 454,5 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,201 при утверждённом 0,356. Отбор от начальных извлекаемых запасов 56,6 %.

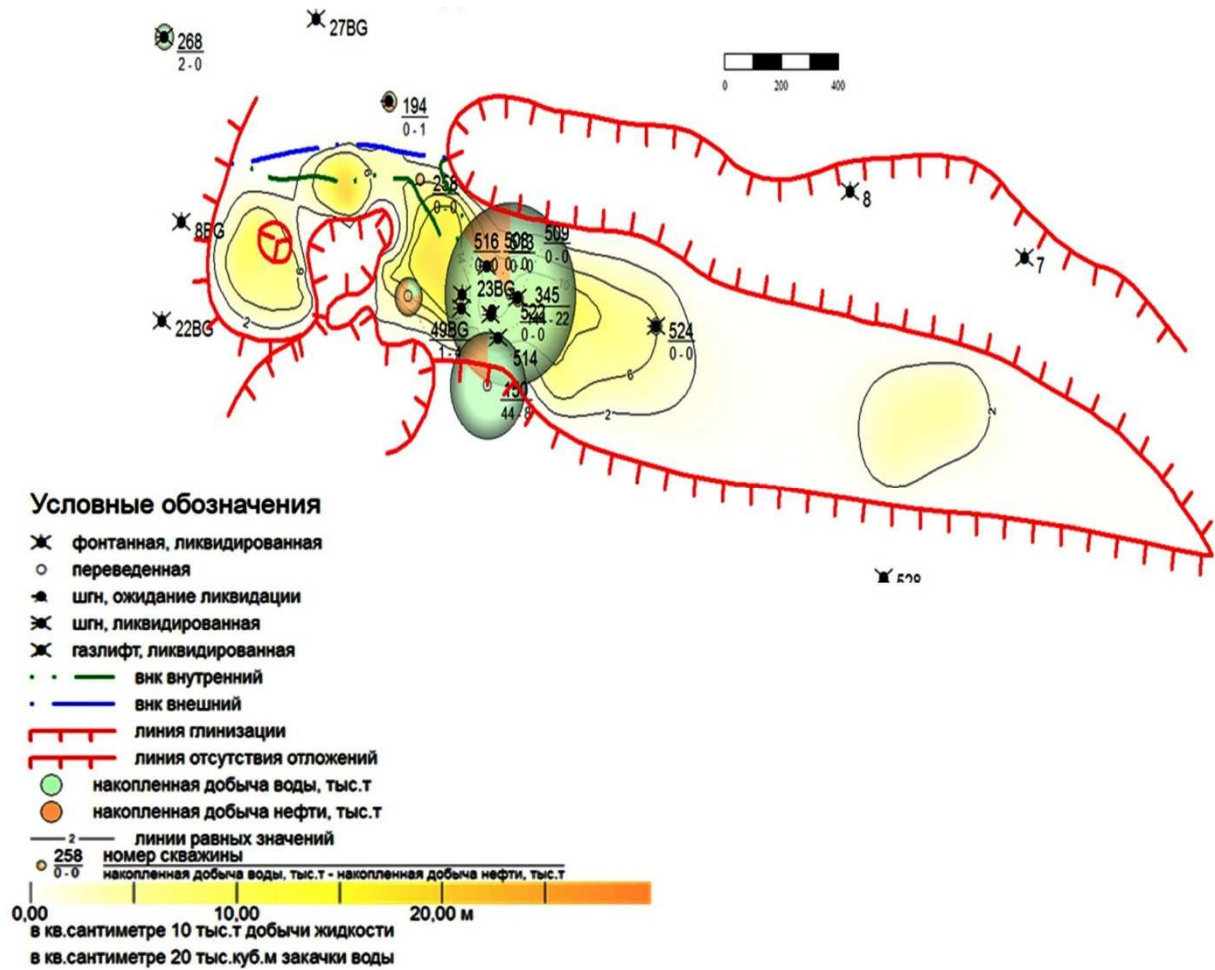


Рисунок 3 – Карта накопленных отборов по объекту N1p

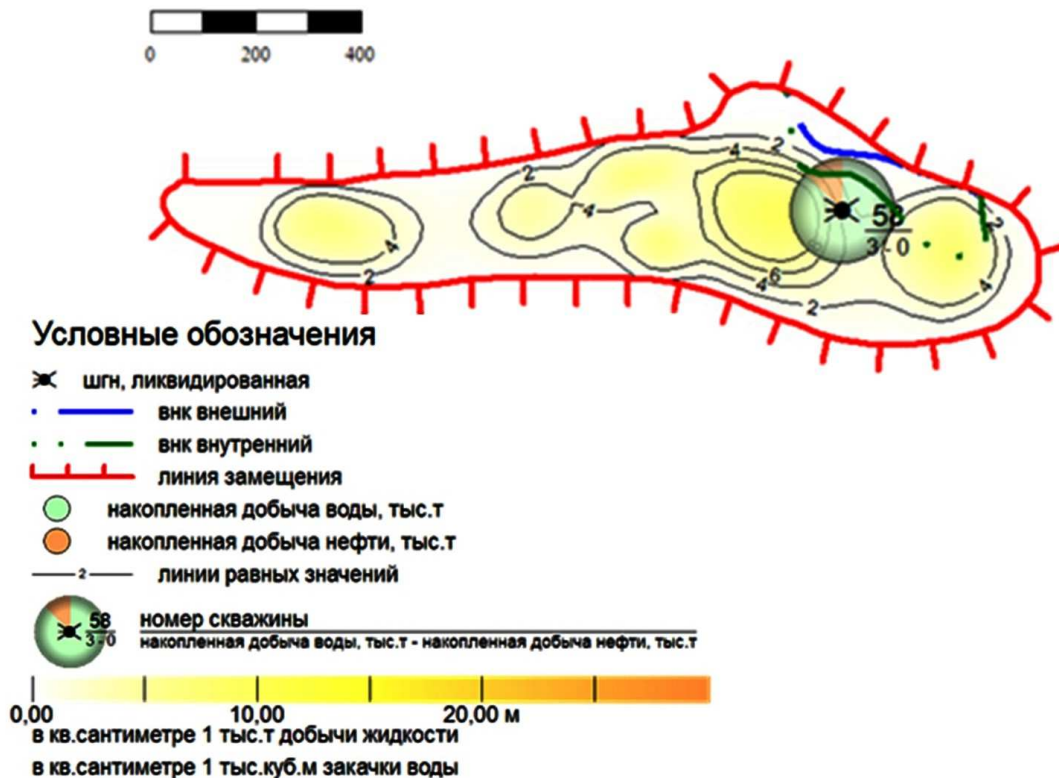


Рисунок 4 – Карта накопленных отборов по объекту N1m

Накопленная добыча жидкости составила 3111 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 5,4.

Всего в эксплуатации пребывало 23 скважин, достигнутая плотность сетки скважин составила 2,1 га. Все скважины эксплуатировались глубинно-насосным способом. Накопленный отбор нефти на одну скважину составил 14,8 тыс. тонн.

Остаточные извлекаемые запасы равны 341 тыс. тонн, обеспеченность добычи запасами 175 лет.

Максимальный отбор нефти по объекту был достигнут в 1949 году и составил 39,5 тыс. тонн при темпе отбора от НИЗ 5,0 %. В этот период времени объект эксплуатировали 15 скважин. В последующие годы добыча снижалась и к 1956 году составила 5,7 тыс. тонн, а текущая обводнённость – 83,6 %. В последующие годы годовая добыча колебалась, не превышая 9,8 тыс. тонн.

В 2018 году разработка велась двумя скважинами. Годовая добыча нефти составила 0,225 тыс. тонн, жидкости 5,617 тыс. тонн.

Дебит скважины по нефти за 2018 год составил 0,31 тонн/сут., по жидкости 7,69 тонн/сут.

Динамика технологических показателей разработки приведена на рисунке 5.

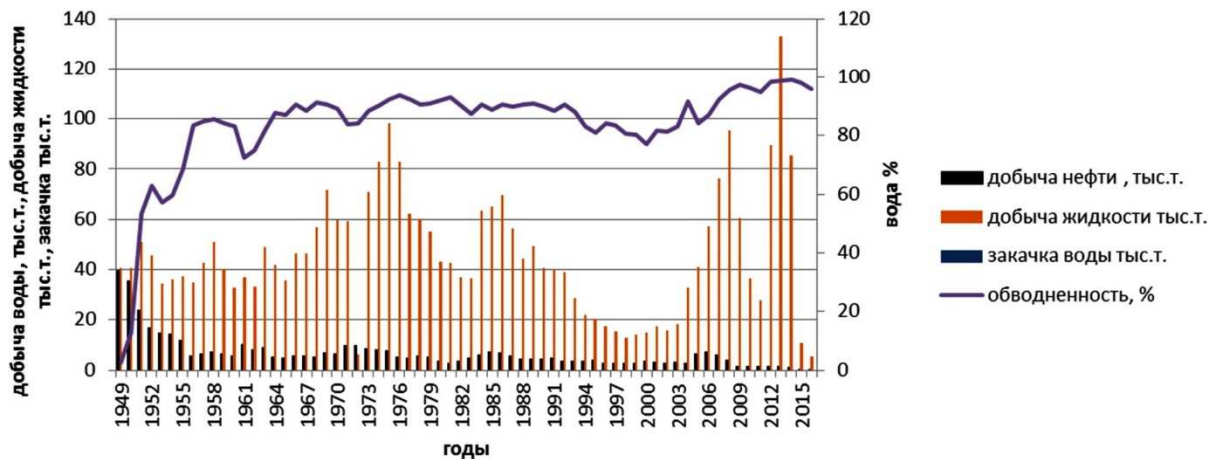


Рисунок 5 – Динамика технологических показателей разработки объекта N1sr

Залежь нефти в сарматских отложениях приурочена к миоценовой водонапорной системе с региональным развитием в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба нормальных гидростатических давлений. По объекту N1sr не предусматривалось и не было осуществлено мероприятий по поддержанию пластового давления.

Начальное пластовое давление равно гидростатическому давлению. Сложное строение миоцен-палеоценовой водонапорной системы предопределили ограниченные энергетические возможности горизонта. Ограниченный запас энергии, вероятно, привел к падению давления в начальный период, характеризующийся максимальными отборами нефти и нарастающей обводнённостью продукции скважин.

Можно предположить, что первые годы режим разработки был смешанным, с преимущественным развитием режима растворённого газа и сравнительно малоактивным напором вод. Развитию режима растворённого газа способствовало снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом. Об этом свидетельствуют данные геолого-промысловой информации.

Но уже с середины 60-х гг. по мере снижения отборов нефти и жидкости, пластовое давление начало подниматься. Данное обстоятельство может быть подтверждено замером пластового давления в 1965 году в скважине № 33-А (приведённое пластовое давление равно 3,4 МПа, отметка приведения – 750 м). Через 5 лет давление в этой скважине составляло 6,5 МПа при среднем давлении по залежи 6,9 МПа.

Учитывая текущие показатели разработки, режим эксплуатации залежи определён как естественный упруговодонапорный.

На объекте N1sr разработкой охвачена только центральная часть, запасы восточной и западной частей практически не вырабатываются.

По залежи наблюдается большая изменчивость производительности скважин вне зависимости от эффективной нефтенасыщенной толщины. Например, эффективные толщины скважин №№ 49-А и 551 различаются втрое (5 и 14 м соответственно), однако их накопленные отборы нефти различаются в обратную сторону и составляют 20,4 и 1,1 тыс. тонн соответственно.

Центральный участок залежи нефти разбурен по равномерной треугольной сетке с плотностью скважин 2,1 га/скв., система заводнения отсутствует. По мере выбытия скважин из эксплуатации равномерность сетки искажена, произошло её разрежение. Процесс разработки объекта N1sr характеризуется большими отборами воды: в 1951 году обводнённость достигает значения 55,3 %, в 1956 году – 83,6 %, текущая обводнённость – 94,4 %.

Разработка залежи велась на естественном упруговодонапорном режиме. Расстояние между скважинами в среднем составляет 150 м. В эксплуатации находились запасы нефти, сосредоточенные в пластах, отнесённых к первой группе, в которых сосредоточено 45 % геологических запасов нефти.

Высокорасчленённый разрез опробован всего в одной скважине № 71, из которой получено 0,8 тыс. тонн нефти и 21,6 тыс. тонн воды.

Пароциклические обработки реализовывались на залежи с 1985 по 1991 гг. В трёх скважинах были произведены ПТОС, а пять скважин использовались как паронагнетательные.

В целом по объекту за период с 1985 по 1991 гг. было закачено 535,4 тыс. тонн пара. Суммарная дополнительная добыча нефти составила около 13 тыс. тонн. Тепловые методы вытеснения нефти оказались низкоэффективными, так как они были применены на стадии почти полного обводнения залежи (обводнённость продукции скважин в этот период составляла более 90 %).

По объекту N1sr в скважинах №№ 631 (в 1984 г. и в 1988 г.) и 48-А (в 1989 году) были проведены паротепловые обработки призабойных зон, результаты которых, к сожалению, показали отрицательный эффект возможно из-за нарушений технологии и техники применения метода.

В скважине № 22-А опробован метод циклической закачки горячей воды с температурой 90–65 °С. Всего проведено три цикла закачки, объём закачки горячей воды составил по циклам: 80 м³, 650 м³ и 212 м³. Наиболее эффективным оказался первый цикл при температуре горячей воды 90 °С и давлении 50 атм. Эффект составил 350 тонн.

С целью поддержания производительности скважин проводились глинокислотные обработки, крепления призабойной зоны и др. Анализ результатов тепловых обработок скважин показал, что их низкий эффект связан, прежде всего, с низкими коллекторскими свойствами и небольшой нефтенасыщенной толщиной объекта в скважинах. В целом же этот метод может быть эффективным для данной залежи. Важным моментом для этого является техническая подготовка скважин для обработки паром или горячей водой и изоляция интервалов водопритока. На рисунке 6 представлена карта накопленных отборов по объекту N1р.

Текущее состояние разработки объекта P1e1 (эльбурган)

Разработка объекта ведётся с 1950 года на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 5 добывающих, 3 нагнетательных.

В нагнетательном фонде скважин – 3 действующих, 6 наблюдательных, 5 ликвидированных.

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 833 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,292 при утверждённом 0,368. Отбор от начальных извлекаемых запасов 79,4 % при обводнённости 96,9 %.

Накопленная добыча жидкости составила 6053,9 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 6,1.

Всего в эксплуатации на объекте пребывало 61 скважина, достигнутая плотность сетки скважин составила 0,3 га. Накопленный отбор нефти на одну скважину составил 14,7 тыс. тонн.

Остаточные извлекаемые запасы равны 215 тыс. тонн, обеспеченность запасами 88 лет.

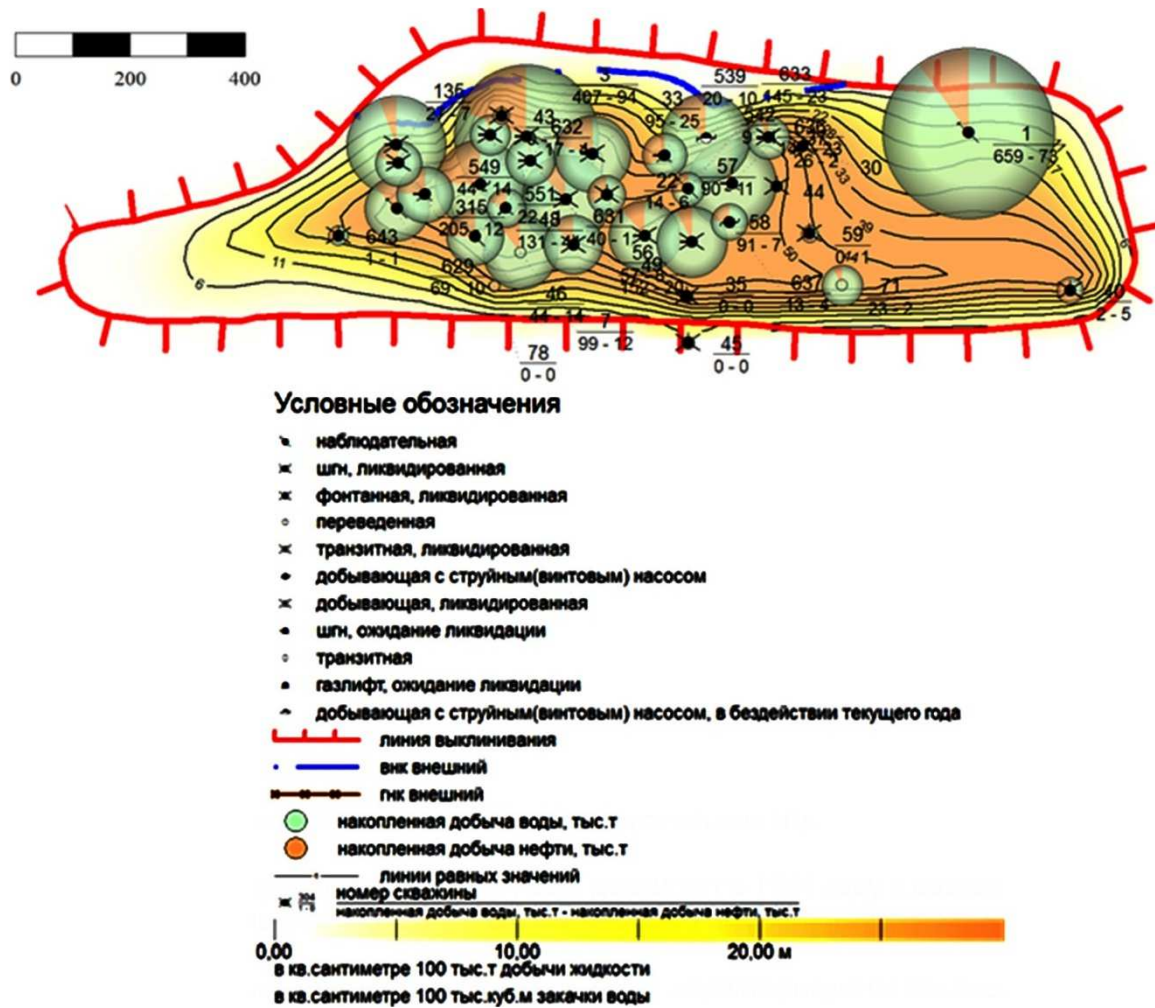


Рисунок 6 – Карта накопленных отборов по объекта N1p

Максимальный отбор нефти по объекту был достигнут в 1951 году и составил 28,8 тыс. тонн при темпе отбора от НИЗ 2,8 %. В этот период времени объект эксплуатировали 9 добывающих скважин.

Процесс разработки залежи нефти объекта P1e1 характеризуется большими отборами воды с начала разработки: в 1954 году обводненность достигает значения 44 %, в 1960–1977 гг. на уровне 70–85 %, текущая обводненность – 96,9 %.

По мере обводнения вскрытых интервалов проводились изоляционные работы с установкой цементных мостов с последующим вскрытием нового интервала. Это позволило удерживать обводненность продукции скважин в интервале 75-80 %.

К 1973 году обводненность выросла до 83,7 %, дебиты нефти начали снижаться до 4,3 тонн/сут. (годовые отборы нефти – до 13,7 тыс. тонн). В 1974 году на объекте началась закачка воды (с целью утилизации сточных вод) в скважины, расположенные за контуром нефтеносности. Всего было закачено 8466,5 тыс. м³ воды, из них 8357,1 тыс. м³ Бугундырской. Следует отметить положительное влияние закачки воды на некоторую стабилизацию пластового давления на уровне гидростатического давления.

На объекте проводились мероприятия направленные на повышение нефтеотдачи. В 1981 году в двух добывающих скважинах были произведены ПТОС, а 6 скважин использовались как паронагнетательные. Всего за период с 1985 по 1991 гг. было закачено 535,4 тыс. тонн пара. Суммарная дополнительная добыча нефти составила около 13 тыс. тонн. Тепловые методы вытеснения нефти оказались низкоэффективными, так как они были применены на стадии почти полного обводнения залежи (обводненность продукции скважин в этот период составляла 95–98 %).

Динамика технологических показателей разработки объекта приведена на рисунке 7.

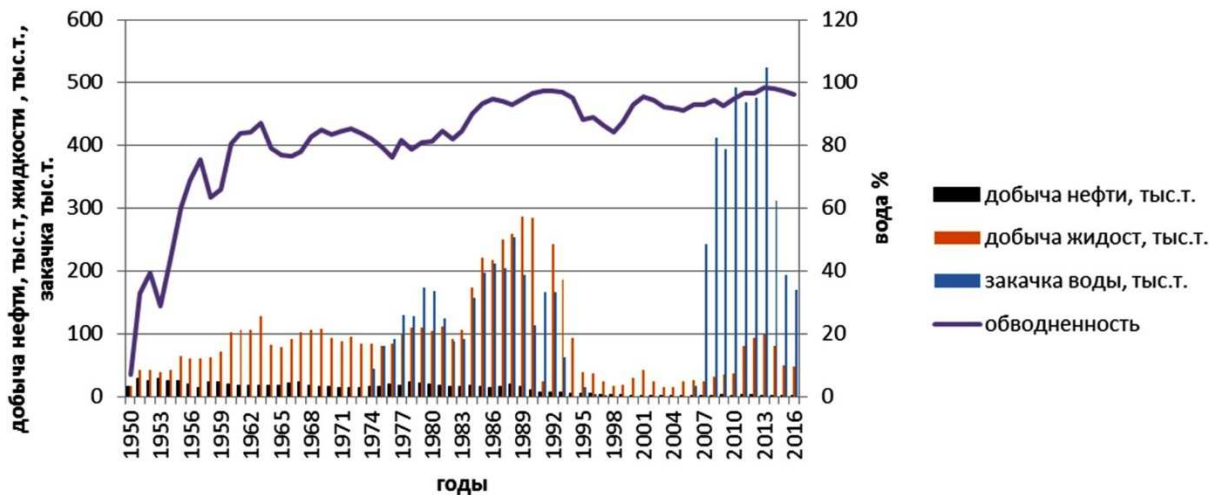


Рисунок 7 – Динамика технологических показатели разработки объекта P1e1

Начальное пластовое давление по объекту P1e1, замеренное в скважине № 25-Б, составило 3,5 МПа.

Следует отметить, что из 61 пробуренной скважины, перебивавшей в эксплуатации, замеры пластового давления были проведены в 37 скважинах, причём 2 скважины находятся на Ахтырской площади, а остальные – на Бугундырской.

Практически по всем скважинам в течение всего периода исследований пластовое давление находилось на уровне гидростатического. Причём данная ситуация характерна как по скважинам Ахтырской площади, так и по скважинам расположенным на Бугундырской площади месторождения. В отдельных случаях наблюдается отличие замеренных величин пластового давления от среднего по залежи, но связано это, скорее всего, с погрешностями в исследованиях.

Вполне очевидно, что на некоторую стабилизацию пластового давления оказала влияние закачка воды, начатая в 1970 году и закончившаяся в 1994 году на Абинском участке месторождения. А с 1996 года и до настоящего времени ведётся закачка сточных вод с целью захоронения на Бугундырском участке месторождения. На рисунке 8 представлена карта накопленных отборов по объекту P1e1.

Подводя итоги анализа выработки запасов на Ахтырско-Бугундырском месторождении (по залежам тяжёлых нефтей), можно сделать выводы, что реализация существующей системы разработки залежей не обеспечивает достижения проектного значения КИН. Отбор извлекаемых запасов по объектам разработки составил: N1P (понт) – 27 % выработки, N1m (мэотис) – 4 % выработки, N1sr (сармат) – 56 % выработки, P1e1 (эльбурган) – 80 % при обводнённости от 94,4 до 99 % соответственно. Достижение достаточно высоких значений проектной нефтеотдачи (от 0,103 до 0,368) по рассматриваемым залежам тяжёлой нефти возможны лишь при применении тепловых методов воздействия на пласт.

Обоснование мероприятий по довыработке запасов и методы воздействия на пласт

Обоснование метода воздействия на пласт

Широко применяемые технологии паротеплового воздействия на пласт (ПТВ) и паротепловых обработок призабойных зон пласта (ПТОС) имеют ряд ограничений и недостатков.

В первую очередь, это ограничения по глубине залегания продуктивного пласта (менее 1200 м), его толщине (более 4–6 м), невозможность рентабельной добычи на завершающей стадии разработки при высокой обводнённости пласта, значительные затраты на дополнительное обустройство, теплоизолированное внутрискважинное оборудование (колонна НКТ, пакер), экологические проблемы при выработке теплоносителя.

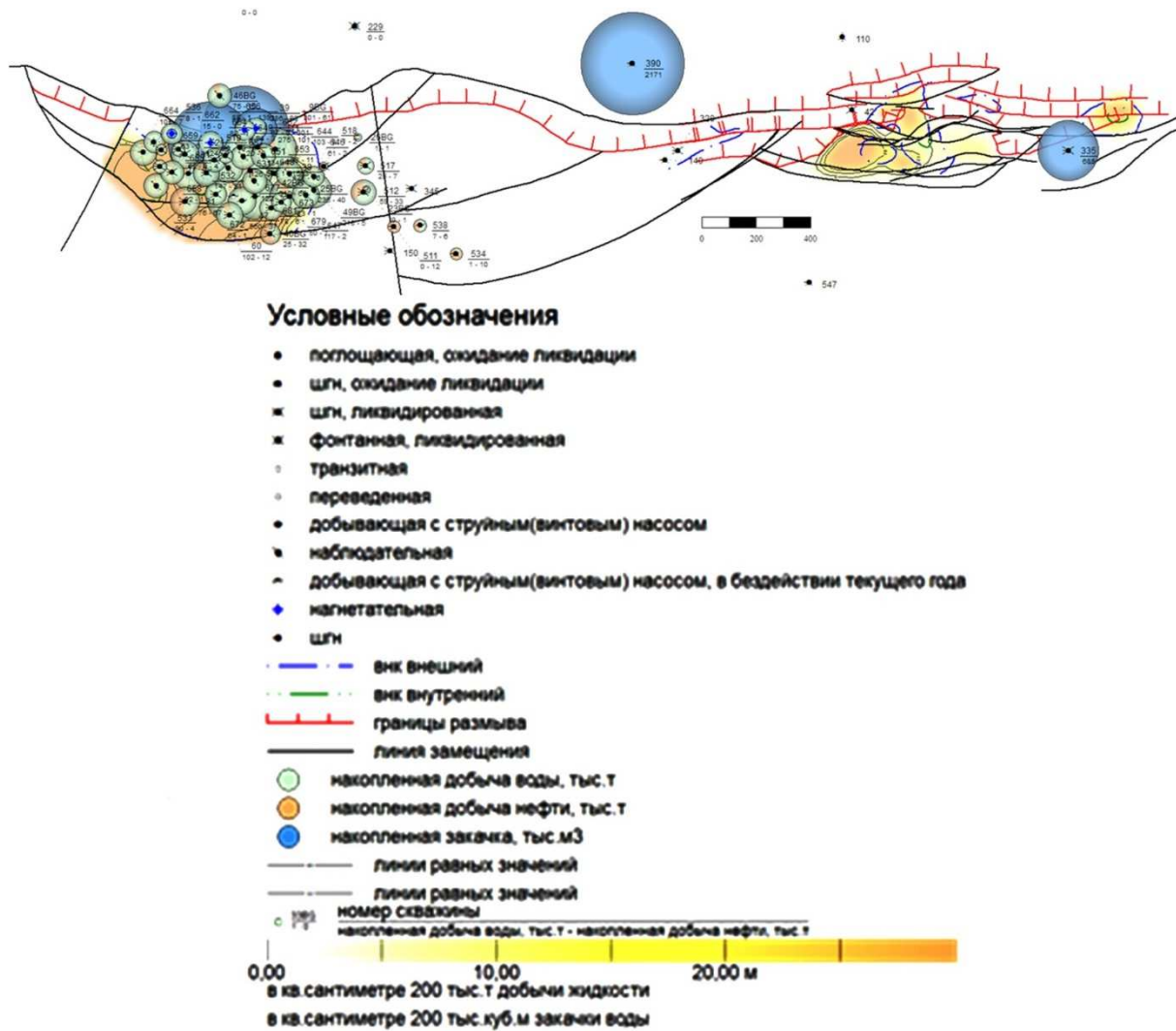


Рисунок 8 – Карта накопленных отборов по объекту P1e1

Апробированные на залежах методы увеличения нефтеотдачи такие как паротепловое воздействие на пласт, не могли привести к положительным результатам вследствие несоблюдения критериев применимости технологии, так как они были применены на стадии существенного обводнения залежи (обводнённость продукции скважин в этот период превышала 70–80 %).

Некоторые из выше указанных ограничений и недостатков могут быть нивелированы при добавлении к теплоносителю (пару) различных газов вследствие проявления дополнительных эффектов, которые могут оказывать положительное влияние на характеристики вытеснения нефти и охвата пласта воздействием.

Добавление газа к теплоносителю приводит к возникновению трёхфазного потока, более интенсивному перемещению передней границы тепловой волны, так как часть объёма, занятого теплоносителем, замещается газовой фазой.

Экспериментально доказано, что при вытеснении нефти паром часть нефти испаряется, переносится к фронту вытеснения, где, конденсируясь, действует как растворитель, увеличивая коэффициент вытеснения, а, следовательно, и нефтеотдачу пласта. Эффективное испарение лёгких фракций нефти и их перенос к фронту вытеснения возможны только при наличии паровой (газовой) фазы. В реальном пласте газовая фаза имеет небольшие размеры по сравнению с возможной зоной конденсации. Совместная закачка теплоносителя и газа позволит существенно увеличить объём зоны испарения нефти, а также:

- нагнетание газа совместно с паром и горячей водой позволяет повысить эффективность вытеснения нефти за счёт испарения лёгких фракций и проявления режима вытеснения газом;

- режим вытеснения нефти газом превалирует на первой стадии процесса, до прокачки одного порового объёма, в дальнейшем более существенен фактор испарения нефти.

Помимо этого в газовую фазу в прогретой части пласта испаряется часть воды в соответствии с парциальным давлением. В паровом состоянии эта вода переносится в область впереди прогретой зоны и конденсируется, в результате чего выделяется тепло, что увеличивает размер прогретой зоны в сравнении с закачкой в пласт только горячей воды.

При использовании в качестве теплоносителя водяного пара вышеуказанный эффект действует в зоне горячей воды, перемещающейся перед зоной пара.

Существенное снижение вязкости нефти, основного фактора увеличения нефтеотдачи при тепловом воздействии, происходит при достижении пластовой температуры 80–100 °С. Поэтому снижение температуры при добавлении газовой фазы не должно вызывать отрицательных эффектов. При этом достигается более эффективное использование вводимого тепла за счёт снижения теплопотерь в окружающие породы.

Эффективность добавления газа к теплоносителю зависит от его состава. К растворяющимся газам можно отнести CO_2 и углеводородные газы, к плохо растворяющимся – азот и смеси газов с большим его содержанием (например, газообразные продукты сгорания топлива при использовании для этого воздуха). При добавлении газа, хорошо растворяющегося в нефти, изменяются её физические свойства. Так, например, растворение углекислого газа в нефти приводит к уменьшению её вязкости, а также увеличению её объёма, степень которого зависит от давления, температуры, состава нефти и мольной доли CO_2 , растворившегося в нефти. Как правило, при оценке увеличения объёма нефти применяются графические зависимости двух типов: коэффициента изменения объёма от мольной доли CO_2 в жидкой фазе и пластового объёмного фактора нефти от давления насыщения. При малых концентрациях растворяющихся газов, по-видимому, не следует ожидать существенных эффектов, связанных с изменением свойств нефти за счёт растворения в ней газов.

При одновременной закачке в пласт горячей воды и газа можно ожидать, что газовая фаза будет фильтроваться по самым высоко лежащим зонам продуктивного пласта. При такой схеме распределения потоков не будет происходить взаимного влияния воды и газа на одну и ту же зону пористой среды. Газ будет вытеснять нефть в вышележащих зонах, а вода – в пониженных участках продуктивного пласта. Суммарный эффект при одновременной закачке горячей воды и газа будет зависеть от толщины продуктивного пласта: чем больше толщина, тем меньшим будет эффект указанного комбинированного воздействия.

При совместной закачке в пласт водяного пара и газа гравитационное разделение агентов также будет иметь место. По прикровельным зонам продуктивного пласта будут фильтроваться газ и влажный насыщенный пар. При контакте пара с ненагретыми зонами пласта будет происходить его конденсация. Часть сконденсировавшейся воды будет фильтроваться по каналам, образованным газовой фазой.

Другая часть конденсата из-за разности плотностей нефти и воды может перетекать в пониженные зоны продуктивного пласта и обеспечить определённый коэффициент нефтевытеснения в этих зонах (вытеснение нефти водой).

Большое влияние на охват пласта воздействием может оказывать последовательность закачки агентов. Это связано с тем, что первоначально закачиваемый агент создаст в продуктивном пласте определённую систему фильтрационных каналов, расположенных в массе пористой среды, насыщенной высоковязкой нефтью. Таким образом, первоначально закачиваемый агент создаёт зоны наименьшего сопротивления для последующего закачиваемого агента. Конечно, и в этих случаях определенное воздействие на процесс будут оказывать эффекты гравитационного разделения фаз, но их влияние будет иметь подчиненное значение, т.е. будет зависеть от последовательности закачки агентов в продуктивный пласт. Так, например, если сначала в пласт закачивается газ, а затем горячая вода или водяной пар, водяная фаза будет перемещаться по путям, промытым газовой фазой в прикровельных зонах пласта. Движение воды в пониженные области пласта будет происходить с малой интенсивностью, т.к. различие плотностей воды и нефти сравнительно невелико. С другой стороны, если в пласт сначала закачивается горячая вода, а затем газ, последний будет фильтроваться сначала по каналам,

промытым горячей водой, и лишь на более поздней стадии процесса газ будет устремляться в вышележащие зоны пласта.

Ряд выполненных лабораторных исследований процесса парогазоциклических обработок на физической модели пласта, целью которых являлось определение преимуществ газоконденсатного теплоносителя перед однокомпонентными и также оценка оптимального состава парогазовой смеси, её температуры и коэффициента вытеснения.

Первоначально при одинаковых термодинамических параметрах была проведена сравнительная серия экспериментов по определению технологической эффективности для циклических обработок газообразным, водным и газоводным теплоносителем.

Результаты этих исследований представлены на рисунке 9, который свидетельствует о высокой технологической эффективности газожидкостного теплоносителя (коэффициент вытеснения нефти на 4-м цикле обработки составляет 62,5 %).

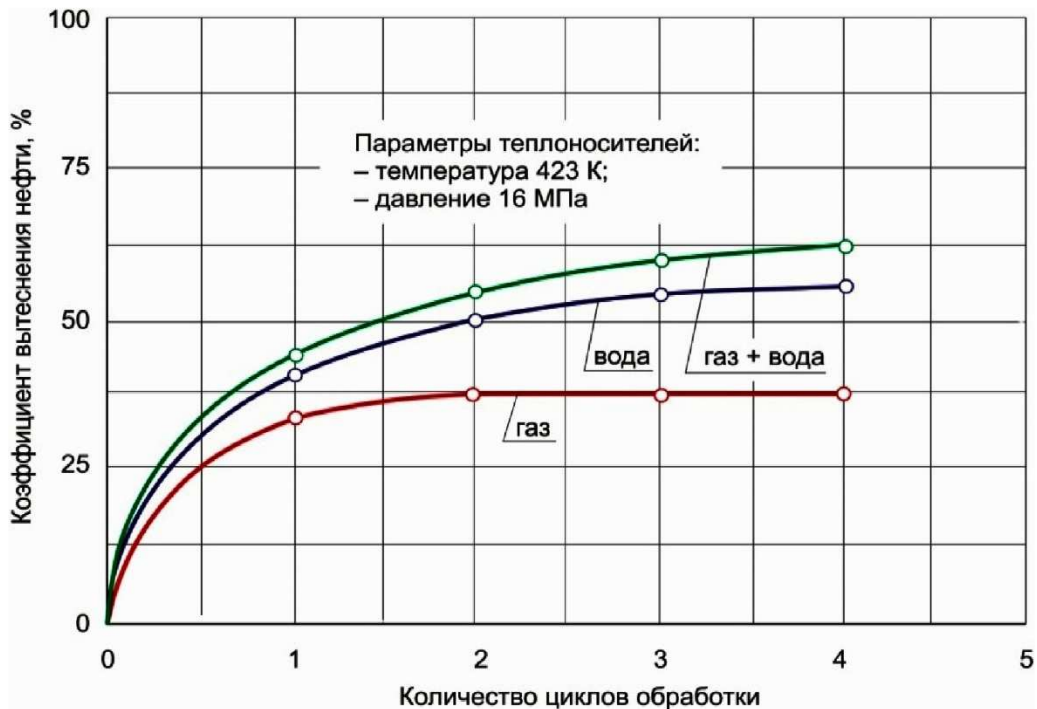


Рисунок 9 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти для различных теплоносителей в зависимости от количества циклов обработки

Проведены были исследования по определению оптимального количества воды в газожидкостном теплоносителе (рис. 10) и углекислого газа в газообразной фазе теплоносителя (рис. 11).

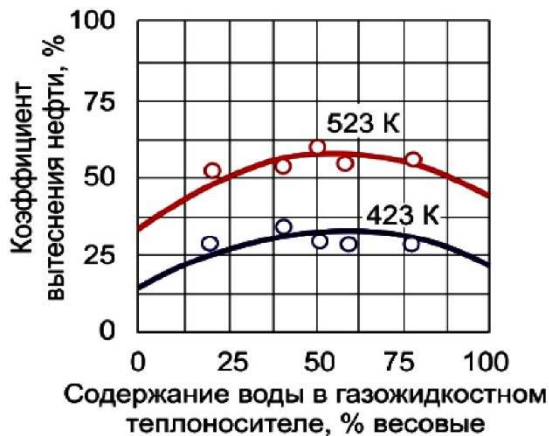


Рисунок 10 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от содержания воды в газожидкостном теплоносителе

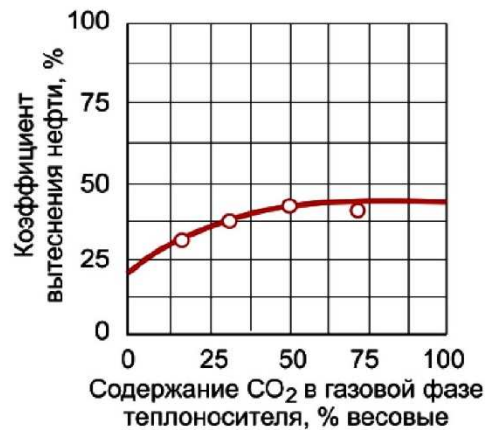


Рисунок 11 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от содержания CO₂ в газовой фазе теплоносителя

Исследования показали, что при данных термодинамических параметрах теплоносителя и составе его газовой фазы (N_2 – 85 %; CO_2 – 15 %) оптимальным соотношением «вода – газ» является 50:50. При исследовании влияния состава газовой фазы на технологическую эффективность соотношение «вода – газ» составляло 50:50, а в составе газовой фазы количество CO_2 изменялось от 0 до 100 %.

Исследовались также зависимости коэффициента вытеснения нефти от температуры газожидкостного теплоносителя (рис. 12) при его предельных параметрах, которые показали, что с ростом температуры теплоносителя технологическая эффективность возрастает.

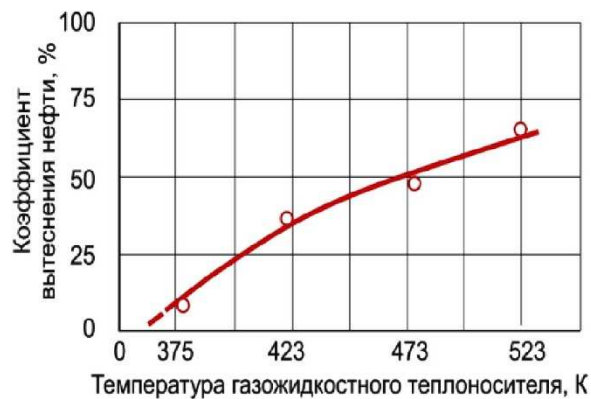


Рисунок 12 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от температуры газожидкостного теплоносителя

В ходе экспериментов исследовалось влияние времени выдержки на газонасыщенность и концентрацию CO_2 в нефти.

При увеличении времени выдержки с 3 до 10 суток общее газосодержание увеличилось в 1,6 раза, а концентрация CO_2 в нефти – в 2,5 раза.

Проведённый анализ теоретических и экспериментальных исследований позволяет выделить основные процессы, происходящие в пласте при парогазовом воздействии.

Закачка неконденсируемого газа вместе с паром позволяет предотвратить сжатие зоны пара в период паропропитки коллектора. При реализации комбинированного парогазового воздействия в момент пуска скважины в эксплуатацию по окончании паропропитки в пласте существует псевдогазонапорный режим, который совместно с гравитационным режимом пласта обеспечивает более эффективную добычу пластовой жидкости. Растворяясь в нефти, углекислый газ способствует снижению её вязкости.

Закачка CO_2 одновременно с паром оказывает положительное влияние на коэффициент вытеснения нефти. Повышается темп отбора жидкости из пласта, понижаются паронефтяной и водонефтяной факторы.

Основные преимущества парогазового воздействия:

- улучшение соотношения подвижностей нефти и воды за счёт растворения в ней CO_2 , вследствие которого вязкость нефти уменьшается, вязкость воды увеличивается;
- поддержание пластового давления за счёт содержания в парогазовой смеси неконденсируемого газа – азота;
- объёмное расширение нефти за счёт растворения в ней CO_2 ;
- уменьшение межфазного натяжения на границе «нефть – вода» и «нефть – порода» за счёт растворения CO_2 во флюидах.

Наиболее важным, на наш взгляд, является возможность реализации парогазового воздействия на завершающей стадии разработки при высокой обводнённости, минимизация вредных выбросов в атмосферу и снижение затрат на выработку агента.

Обоснование мероприятий по довыработке запасов нефти

Ахтырско-Бугундырское месторождение находится на поздней стадии разработки.

По объектам разработки рассмотрено от одного до двух вариантов разработки. По неразрабатываемым объектам рассмотрен один вариант разработки, в котором, учитывая негативное состояние выработки запасов нефти, планируется проведение

парогазоциклических обработок скважин. Так как по разрабатываемым объектам (сармат и эльбурган) также не достигается проектное значение КИН при реализации существующей системы, во втором варианте рассчитаны показатели с учётом применения ПГЦОС.

Объект N1p

Вариант 1. Разработка проводится на упруговодонапорном режиме. Предусматривается ввод из ликвидации четырёх скважин, перевод четырёх скважин с другого объекта и проведение парогазовых обработок скважин.

Общий фонд скважин 10, в т.ч. 8 добывающих, 2 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 1,1 га/скв.

Объект N1m

Вариант 1. Разработка проводится на упруговодонапорном режиме. Предусматривается ввод из ликвидации шести скважин, перевод двух скважин с другого объекта и проведение парогазовых обработок скважин.

Общий фонд скважин 9, в т.ч. 7 добывающих, 2 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 3,1 га/скв.

Объект N1sr

Вариант 1. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, перевод трёх скважин с других объектов, зарезка семи боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин 14 добывающих.

Плотность сетки скважин 1,6 га/скв.

Вариант 2. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, ввод одной нагнетательной скважины из ликвидации, перевод трёх скважин с других объектов и проведение парогазовых обработок скважин. Зарезка семи боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин 18, из них 17 добывающих и одна нагнетательная.

Плотность сетки скважин 1,5 га/скв.

Отличие от первого варианта в том, что вводится одна нагнетательная скважина, с помощью которой осуществляется закачка в пласт.

Объект P1el

Вариант 1. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, одиннадцать скважин из ликвидации, зарезка одного бокового горизонтального ствола.

Общий фонд скважин 23, в т.ч. 17 добывающих, 2 нагнетательных, 4 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 0,3 га/скв.

Вариант 2. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, одной скважины нагнетательной из ликвидации, одиннадцать скважин из ликвидации и проведение парогазовых обработок скважин. Зарезка одного бокового горизонтального ствола.

Общий фонд скважин 30, из них 17 добывающих, 1 нагнетательная, 12 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 0,3 га/скв.

Отличие от первого варианта в том, что вводится одна нагнетательная скважина, с помощью которой осуществляется закачка в пласт.

Месторождение в целом

Рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1. Суммирует первые варианты разработки объектов. Предусматривается вывод из неработающего фонда 42 скважин.

Общий фонд скважин 56, из них 46 добывающих, 2 нагнетательных и 8 ликвидированных скважин.

Вариант 2. Суммирует первые варианты разработки объектов N1p, N1m и вторые варианты разработки объектов N1sr, P1el.

Предусматривается вывод из неработающего фонда 31 скважины, переводы скважин с объекта на объект, зарезка восьми боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин 67, из них 49 добывающих, 2 нагнетательных и 16 ликвидированных скважин.

Технологические показатели разработки по вариантам

Технологические показатели разработки рассчитаны для каждого объекта и в целом по месторождению.

Объект М1р

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 9,25 тыс. тонн/год в 2023 году, максимальная годовая добыча жидкости – 24,25 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 63 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 86 тыс. тонн. КИН – 0,131.

Объект М1т

Вариант 1. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 5,09 тыс. тонн/год в 2022 году, максимальная годовая добыча жидкости – 9,79 тыс. тонн/год в 2022 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 23,0 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 24,0 тыс. тонн. КИН – 0,103.

Объект М1sr

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 21,4 тыс. тонн/год в 2030 году, максимальная годовая добыча жидкости – 24,8 тыс. тонн/год в 2030 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 328 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 776 тыс. тонн. КИН – 0,352, при утверждённом КИН – 0,356.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 23,92 тыс. тонн/год в 2029 году, максимальная годовая добыча жидкости – 33,81 тыс. тонн/год в 2022 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 338,4 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 786,4 тыс. тонн. КИН – 0,356.

Объект Р1е1

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 11,4 тыс. тонн/год в 2025 году, максимальная годовая добыча жидкости – 15,5 тыс. тонн/год в 2026 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 181 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1014 тыс. тонн. КИН – 0,358, при утверждённом КИН 0,369.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 22,10 тыс. тонн/год в 2024 году, максимальная годовая добыча жидкости – 28,03 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 214 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1047 тыс. тонн. КИН – 0,369

Месторождение

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 39,05 тыс. тонн/год в 2025 году, максимальная годовая добыча жидкости – 86,62 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 369,0 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1621 тыс. тонн. Расчётный КИН составляет 0,274 при утверждённом КИН 0,327.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 46,24 тыс. тонн/год в 2024 году, максимальная годовая добыча жидкости – 92,78 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 689 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1942 тыс. тонн. Достигается утверждённое значение КИН 0,327.

Схема размещения проектного фонда скважин по объектам и вариантам разработки приведены на рисунках 13–17.

Вариант 1.

4 ПВЛГ и 4 вывода из ликвидации

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	63
Накопленная добыча нефти, тыс.т	23
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	0
-нагнетательных	0
КИН утвержденный	0,131
КИН по варианту разработки	0,131

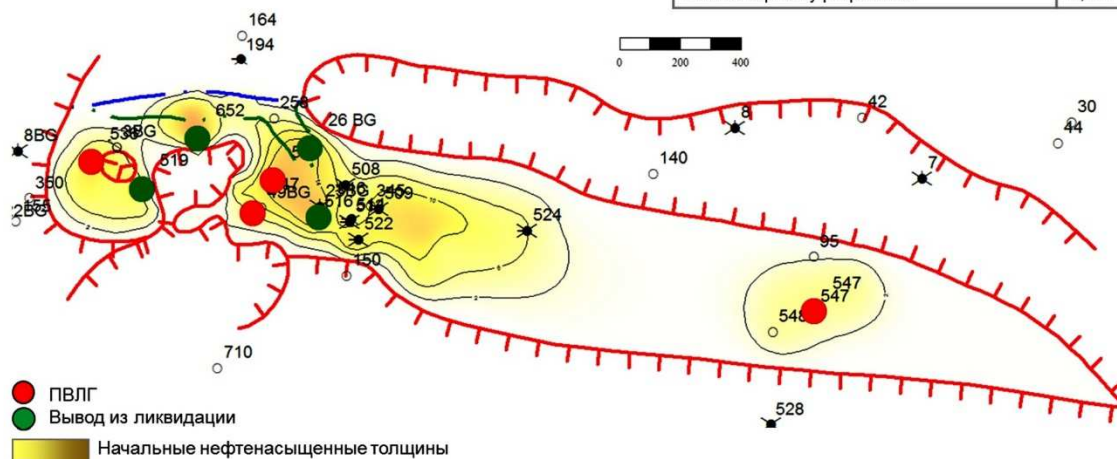


Рисунок 13 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект N1p; Вариант 1

Вариант 1.

2 ПВЛГ, 1 ПНЛГ и 4 выводов из ликвидации

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	23
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	0
-нагнетательных	0
КИН утвержденный	0,103
КИН по варианту разработки	0,103

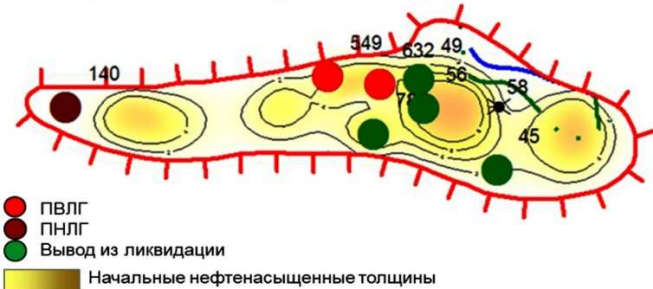
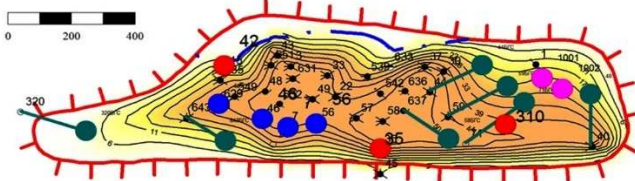


Рисунок 14 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект N1m; Вариант 1

Вариант 1.

7 ЗБГС, 3 ПВЛГ и 4 ВБД

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	338
Накопленная добыча нефти, тыс.т	447
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	5
-нагнетательных	0
КИН утвержденный	0,356
КИН по варианту разработки	0,356



Вариант 2.

7 ЗБГС, 3 ПВЛГ, 4 ВБД добывающих скважин и 1 ВБД нагнетательной скважины

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	338
Накопленная добыча нефти, тыс.т	447
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	5
-нагнетательных	1
КИН утвержденный	0,356
КИН по варианту разработки	0,356

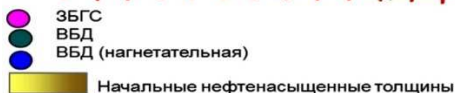
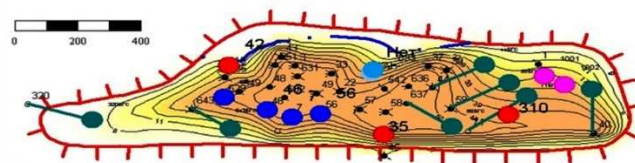


Рисунок 15 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект N1sr; Вариант 1, Вариант 2

Вариант 1.

1 ЗБГС, 4 ВБД добывающих и 11 выводов из ликвидации

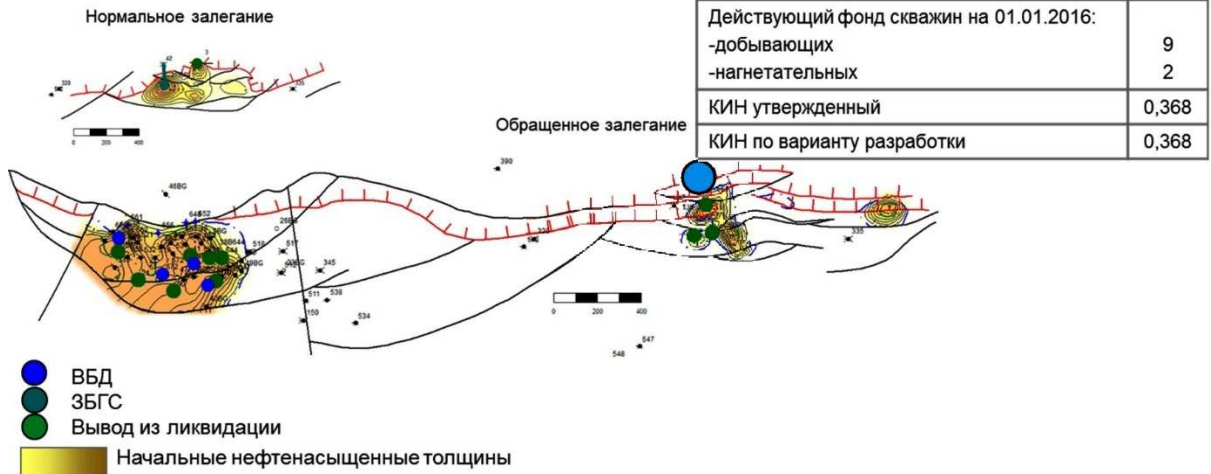


Рисунок 16 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект P1eI; Вариант 1

Вариант 2.

1 ЗБГС, 4 ВБД добывающих, 1 ВБД нагнетательных и 11 выводов из ликвидации

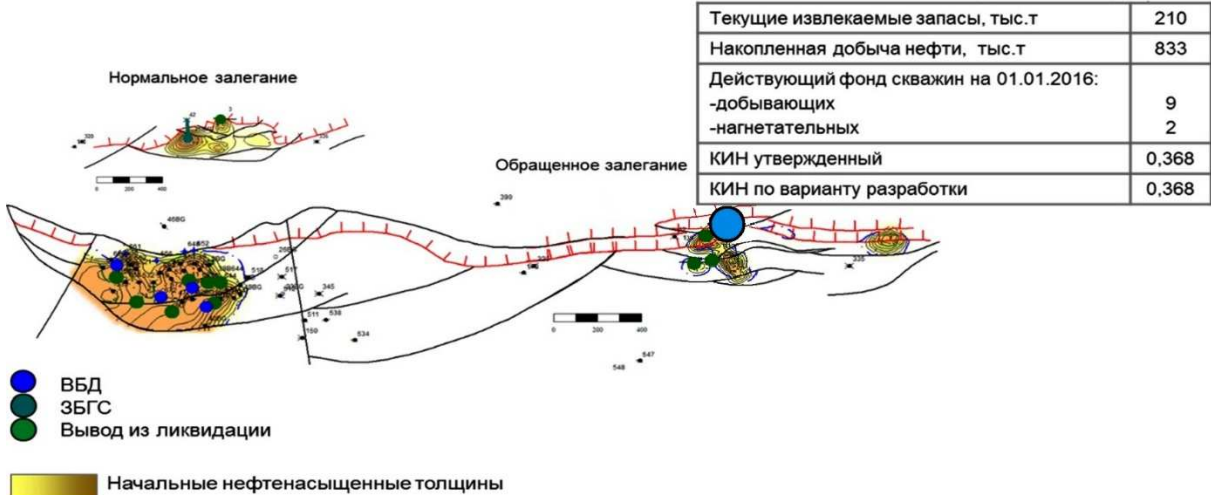


Рисунок 17 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект P1eI; Вариант 2

Добыча нефти по объектам и вариантам разработки приведены на рисунках 18–25.

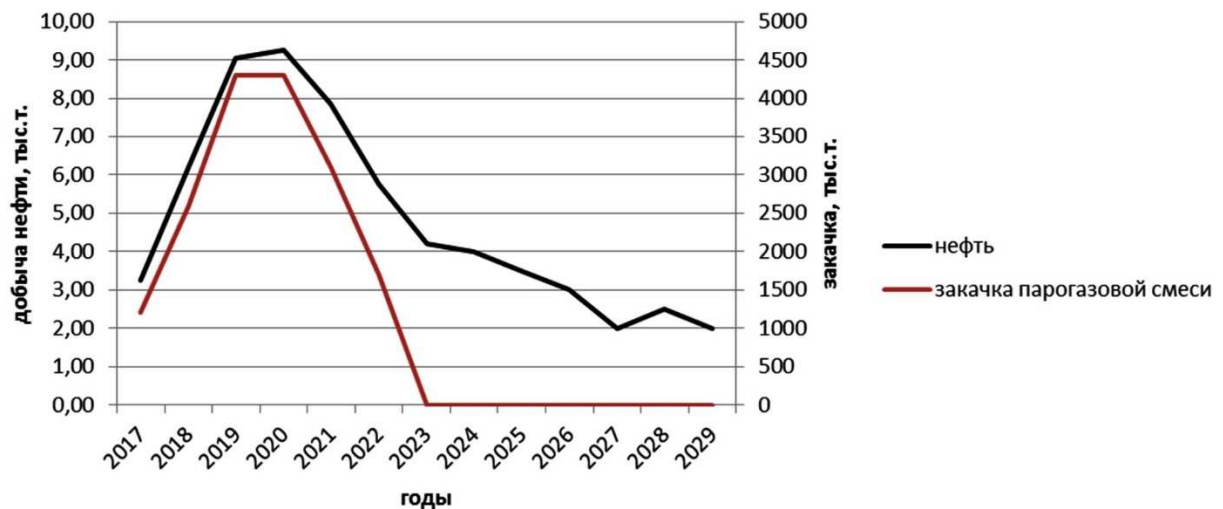


Рисунок 18 – Добыча нефти: Объект N1p; Вариант 1

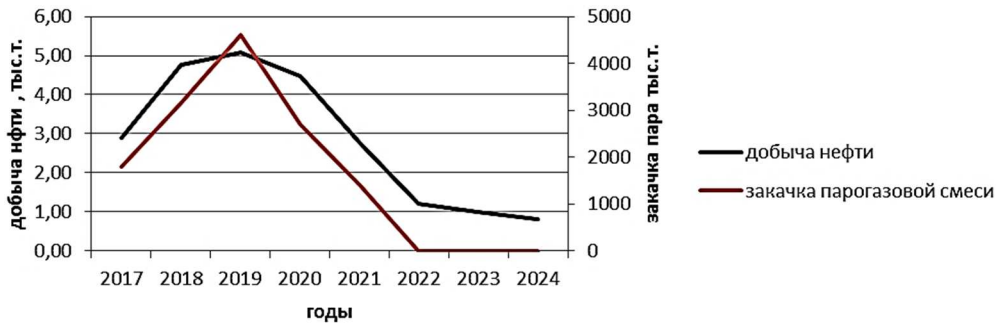


Рисунок 19 – Добыча нефти: Объект N1m; Вариант 1

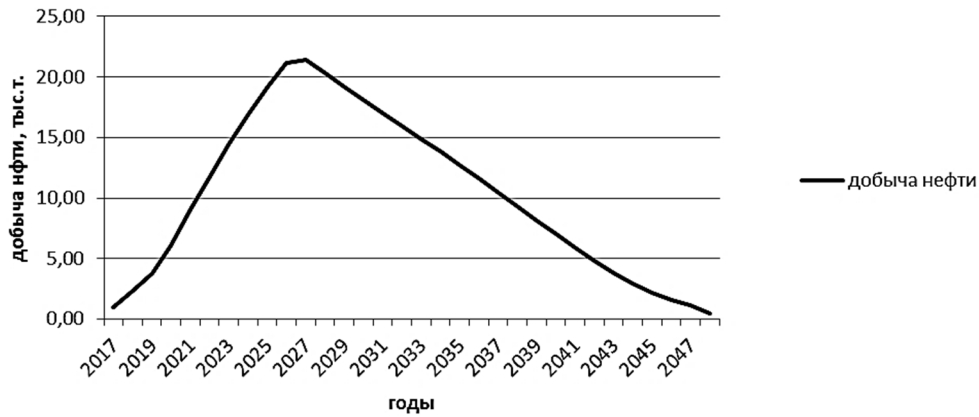


Рисунок 20 – Добыча нефти: Объект N1sr; Вариант 1

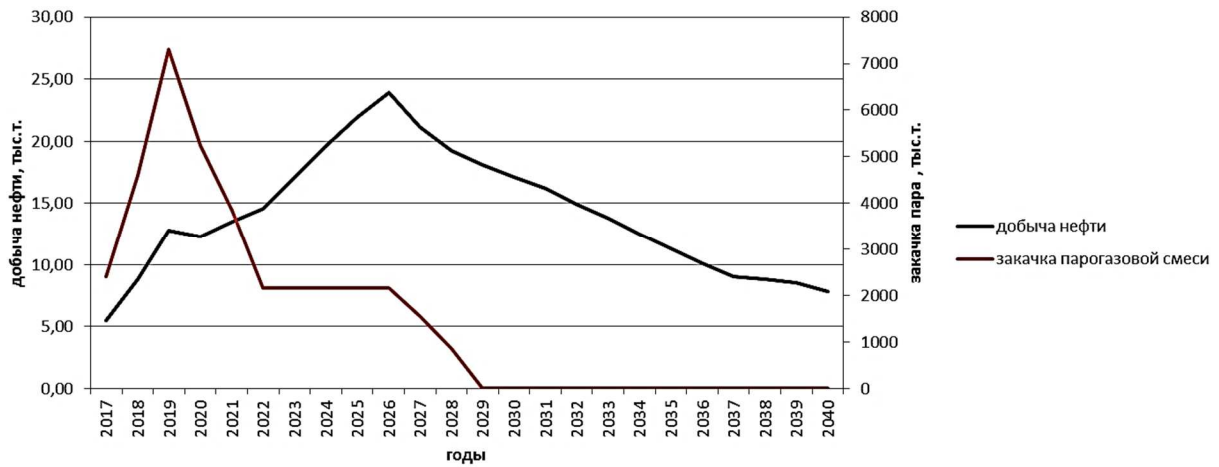


Рисунок 21 – Добыча нефти: Объект N1sr; Вариант 2

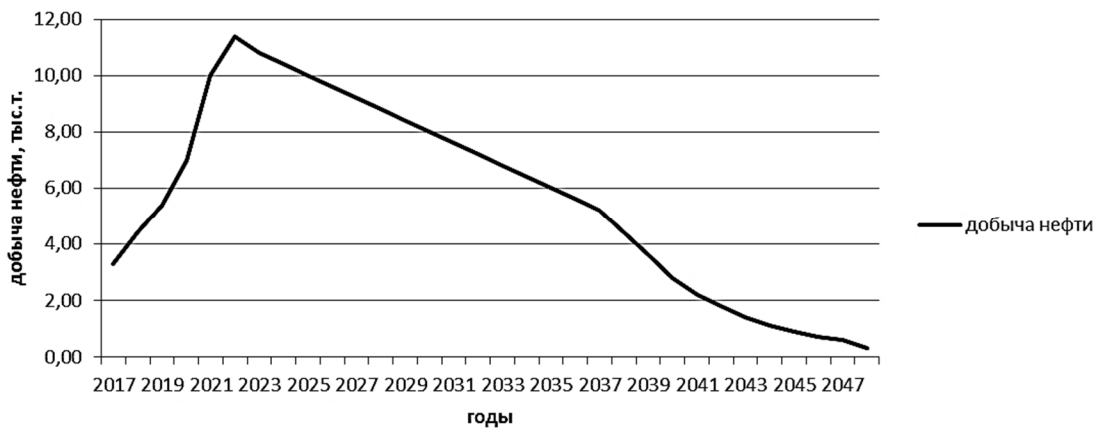


Рисунок 22 – Добыча нефти: Объект P1el; Вариант 1

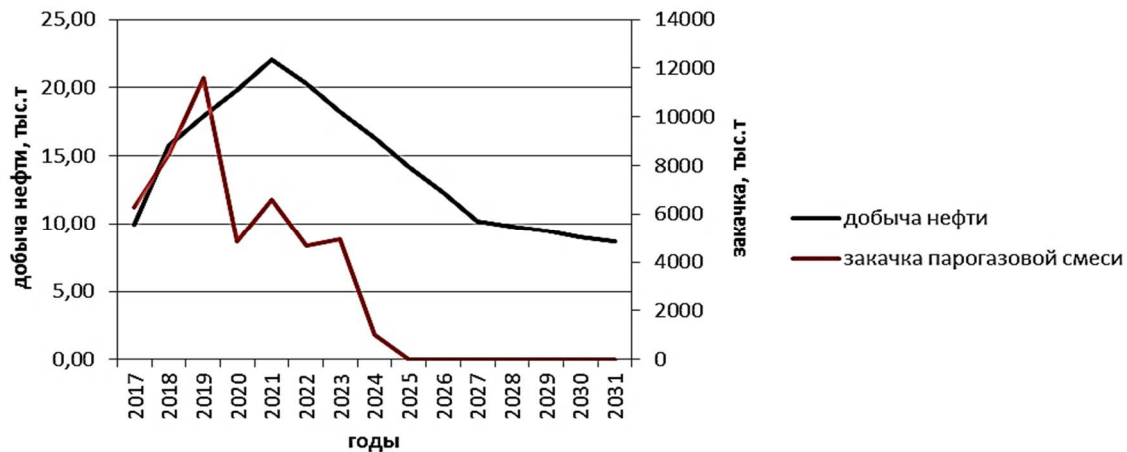


Рисунок 23 – Добыча нефти: Объект P1e1; Вариант 2

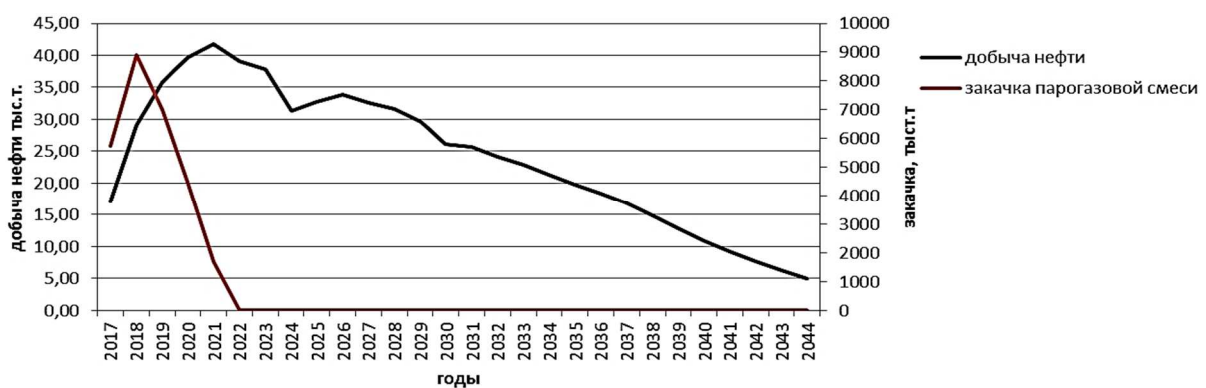


Рисунок 24 – Добыча нефти по месторождению: Вариант 1

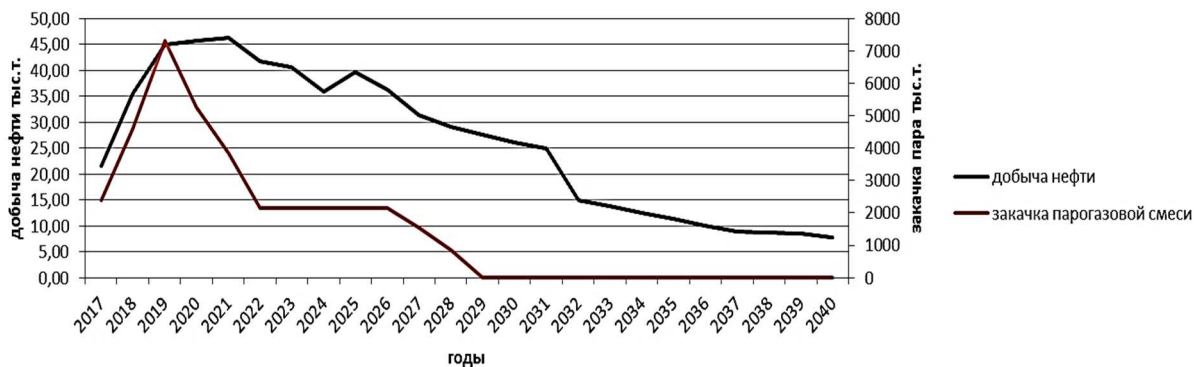


Рисунок 25 – Добыча нефти по месторождению: Вариант 2

Рассматривая выбранные мероприятия по довыработке запасов нефти, можно сделать вывод, что по первому варианту не достигается проектное значение КИН, а, следовательно, рекомендуется рассмотреть второй вариант разработки.

Реализация рекомендуемого варианта разработки позволит достичь утверждённых коэффициентов КИН по объектам и по месторождению в целом, обеспечив отбор запасов нефти и газа, числящихся на государственном балансе. По рекомендуемому варианту разработки по месторождению достигается утверждённый КИН, равный 0,327.

В таблице 1 приведены технико-экономические показатели разработки залежи тяжёлой нефти месторождения.

Чистый дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 9,7 млн руб., в бюджет государства с учётом дисконта будет перечислено 156,3 млн руб.

Для разработки месторождения потребуется 41,2 млн руб. капитальных вложений (без НДС).

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели разработки Ахтырско-Бугундырского месторождения

Показатели	2 вариант разработки
1. Система разработки	
Плотность сетки скважин, га/скв.	5,4
Проектный уровень добычи:	
нефти, тыс. тонн	1941,81
жидкости, тыс. тонн	10692,7
закачки пара, тыс. м ³	36550
Проектный срок разработки, годы	24
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. тонн	689
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	1941
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,327
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	118
в том числе: добывающих	115
нагнетательных	3
Средняя обводнённость к концу разработки, %	98
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	8
в том числе: добывающих	8
нагнетательных	1
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки	
Норма дисконта 10 %	
чистый дисконтированный доход, млн руб.	9,7
внутренняя норма доходности, %	13,9
индекс доходности затрат, доли ед.	1,03
индекс доходности инвестиций, доли ед.	1,99
Норма дисконта 15 %	
чистый дисконтированный доход, млн руб.	-21
внутренняя норма доходности, %	13,9
индекс доходности затрат, доли ед.	0,99
индекс доходности инвестиций, доли ед.	0,74
срок окупаемости, лет	окупается
3. Оценочные показатели	
Норма дисконта 10 %	
капитальные вложения на освоение месторождения	128
в т.ч. на бурение скважин, млн руб.	30
эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн руб.	2730
доход государства, млн руб.	2032
Норма дисконта 15 %	
капитальные вложения на освоение месторождения	80
в т.ч. на бурение скважин, млн руб.	11
эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн руб.	896,7
доход государства, млн руб.	156,3

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, за расчетный срок составят 896,7 млн руб., в т.ч.:

- 506 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 13 млн руб. – затраты на проведение МУН;
- 307,5 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 77,6 млн руб. – амортизационные отчисления.

Транспортные расходы при поставках на экспорт составят 40 млн руб. Чистый доход от реализации нефти составит 161 млн руб., чистый дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход 9,7 млн руб. Индекс доходности затрат 1,03 доли ед. В бюджет поступит с учётом дисконта 156,3 млн руб. (ЧДДб). При изменении нормы дисконта до 0,15 показатели эффективности составят: ЧДД (– 21,9) млн руб., ИДД 0,99 доли ед., дисконтированный доход государства 94,6 млн руб.

Заключение

Достижение достаточно высоких значений проектной нефтеотдачи (от 0,103 до 0,368) по рассматриваемым залежам тяжёлой нефти возможны лишь при применении тепловых методов воздействия на пласт. Вследствие чего были предложены от одного до двух вариантов разработки. По неразрабатываемым объектам был рассмотрен один вариант разработки, в котором, учитывая негативное состояние выработки запасов нефти, планируется проведение парагазоциклических обработок скважин. Так как по разрабатываемым объектам (сармат и эльбурган) также не достигается проектное значение КИН при реализации существующей системы, во втором варианте рассчитаны показатели с учётом применения парагазоциклических обработок скважин. Данный метод осуществляет возможность реализации парагазового воздействия на завершающей стадии разработки при высокой обводнённости, минимизации вредных выбросов в атмосферу и снижении затрат на выработку агента.

Литература

1. Построение структурной модели эоцен-палеоценовых отложений складчатой зоны Западно-Кубанского прогиба с целью поиска объектов для доразведки : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Дердуга В.С., Сапунова В.Л. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2008. – 120 с.
2. Детальная комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов южного борта Западно-Кубанского прогиба в пределах Украинского, Абино-Украинского, Ахтырско-Бугундырского лицензионных участков с целью выявления и подготовки объектов ГРП : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Дердуга В.С. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2011. – 210 с.
3. Технологический проект разработки Ахтырско-Бугундырского месторождения : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Мочульский В.М. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2012. – 372 с.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Ахтырско-Бугундырского газонефтяного месторождения : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Никитенко В.В. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2014. – 252 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. 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.
11. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
13. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 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 «КубГУ», 2019. – 275 с.
17. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазонасыщенности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
18. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
19. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
20. Григорьев М.А., Платонов С.Н., Григорьев А.М. Гидродинамические условия кумских отложений южного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 63–66.
21. Ефимов В.И. Перспективы нефтегазонасыщенности приосевой части Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 71–73.
22. Мосякин А.Ю. [и др.]. Новые представления о тектоническом строении южного борта Западно-Кубанского прогиба // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6. – С. 8–15.
23. Соловьёва В.Н., Мочаев С.В. Гидравлический разрыв пласта в скважинах с горизонтальным отводом как возможный инструмент повышения эффективной доработки IV продуктивного горизонта Ахтырско-Бугундырского месторождения / Сборник докладов на II Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», г. Анапа, 1999. – С. 79–83.
24. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г. Исследование закономерностей выработки запасов нефти в условиях флишевого строения нефтенасыщенных горизонтов (на примере V горизонта Ахтырско-Бугундырского месторождения) // Сборник научных трудов «НК «Роснефть» за 2001 год. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 2002. – С. 325–332.
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.

References

1. Construction of the structural model of the Eocene-Paleocene deposits of the folded zone of the West Kuban Trough for the purpose of search of the objects for additional exploration : Research report on LLC «Oil company Rosneft» - STC / representative office Derduga V.S., Sapunova V.L. – Krasnodar : LLC «Oil company Rosneft» - STC», 2008. – 120 p.
2. Detailed Complex Interpretation of Geological and Geophysical Materials of the South Board of the West Kuban Trough within the Ukrainian, Abino-Ukrainian, Akhtyrsko-Bugundyrsky License Areas for the Identification and Preparation of Exploration Objects : Research Report of Oil Company Rosneft LLC - STC / Derduga V.S. – Krasnodar : Oil Company Rosneft LLC - STC, 2011. – 210 p.
3. Technology project for the development of the Akhtyrsko-Bugundyrskoye field : Research report of LLC Oil Company Rosneft - STC / branch office Mochulsky V.M. – Krasnodar : LLC Oil Company Rosneft - STC, 2012. – 372 p.
4. Addendum to the technological project for the development of the Akhtyrsko-Bugundyrskoye gas and oil field : Research and Development Report for LLC «Oil Company Rosneft» - STC / representative office V.V. Nikitenko. – Krasnodar : Oil Company Rosneft - STC LLC, 2014. – 252 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : «Prosveshchenie-Yug» LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
8. 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.
9. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov: Spolom, 2018. – 476 p.
10. 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.
11. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas birth places. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.

12. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
13. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
14. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
17. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of the oil and gas bearing prospects of the pontic-meothetic deposits of the Coastal group of deposits of the northern board of the Western Kuban pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 13–16.
18. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
19. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
20. Grigoriev M.A., Platonov S.N., Grigoriev A.M. Hydrodynamic conditions of the Kuma detachment of the southern board of the West Kuban trough // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 63–66.
21. Efimov V.I. Perspectives of the oil-and-gas bearing capacity of the Zapadno-Kubanskiy flexion axis part // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 71–73.
22. Mosyakin A.Yu. [et al.]. New ideas about tectonic structure of the southern board of Zapadno-Western-Kuban flexure // Oil and gas geology. – 2010. – № 6. – P. 8–15.
23. Solovyova V.N., Mochayev S.V. Hydraulic fracturing in wells with horizontal diversion as a possible tool to improve the effective development of IV productive horizon Akhtyrsko-Bugundyrskoe field / Collection of papers at the II International Conference «Development and Production of hard-to-recover and high-viscosity oils», Anapa, 1999. – P. 79–83.
24. Solovyova V.N., Kolbunov M.G. Study of patterns of oil reserves development in the conditions of the flysch structure of oil-saturated horizons (on the example of the V horizon of the Akhtyrsko-Bugundyrskoe field) // Collection of scientific papers «Rosneft» for 2001. – M. : CNIITeneftkhim, 2002. – P. 325–332.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 622.32:658.114.5:061.53

**ОСОБЕННОСТИ ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ
НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОГО РЫНКА
НА ПРИМЕРЕ ПАО «НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «ЛУКОЙЛ»**



**FEATURES OF VERTICALLY INTEGRATED OIL COMPANIES
UNDER THE CONDITIONS OF THE RUSSIAN MARKET
ON THE EXAMPLE OF PJSC «OIL COMPANY «LUKOIL»**

Шиян Станислав Иванович

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

Чуприна Эдуард Николаевич

начальник Павловской нефтебазы,
ООО «Лукойл-Югнефтепродукт»
cuprina71@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены понятия, виды и причины вертикальной интеграции. Показано влияние вертикальной интеграции на конкурентоспособность предприятия. Рассмотрена особенность стратегического управления вертикально интегрированными компаниями. Раскрыто понятие степени вертикальной интеграции, которая характеризует соотношение перерабатываемой и добываемой компанией нефти, даёт общее представление о развитии вертикальной интеграции в нефтяных компаниях. В статье в качестве примера приводится сравнение показателей вертикальной интеграции ведущих мировых и российских ВИНК за период 2003–2005 гг. и проведён анализ отличия степени вертикальной интеграции. В ходе анализа показателей вертикальной интеграции выявлено, что они прямо пропорционально влияют на значение индекса транснациональности – чем выше первый показатель, тем сильнее развита международная деятельность компании.

Ключевые слова: особенности вертикально интегрированных нефтяных компаний; понятия, виды и причины вертикальной интеграции; степень вертикальной интеграции; влияние вертикальной интеграции на конкурентоспособность предприятия; особенности стратегического управления вертикально интегрированными компаниями; тенденции вертикальной интеграции нефтяных компаний; достоинства и недостатки вертикальной интеграции.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university

Chuprina Eduard Nikolaevich

Head of Pavlovskaya petroleum tank farm,
«Lukoil-Yugnefteprodukt» LLC

Annotation. The article discusses the concepts, types and causes of vertical integration. The influence of vertical integration on the competitiveness of the enterprise is shown. The feature of strategic management of vertically integrated companies is considered. The concept of the degree of vertical integration is disclosed, which characterizes the ratio of oil refined and produced by the company, gives a general idea of the development of vertical integration in oil companies. As an example, the article compares the indicators of vertical integration of leading world and Russian vertically integrated oil companies for the period 2003–2005 and the analysis of differences in the degree of vertical integration. An analysis of the indicators of vertical integration revealed that they directly proportionally affect the value of the transnationality index – the higher the first indicator, the more developed the international activity of the company.

Keywords: features of vertically integrated oil companies; concepts, types and causes of vertical integration; degree of vertical integration; impact of vertical integration on enterprise competitiveness; strategic management features of vertically integrated companies; trends in vertical integration of oil companies; advantages and disadvantages of vertical integration.

П онятия, виды и причины вертикальной интеграции.
Степень вертикальной интеграции

Вертикальная интеграция возникает в первую очередь там, где существует технологическая взаимозависимость между последовательно происходящими производственными процессами. Она представляет собой кооперацию между несколькими, принадлежащими холдингу компаниями или дивизионами (филиалами) корпорации, обеспечивая, тем самым, достаточную гибкость при решении технологических и управленческих задач.

При этом следует отличать вертикальную интеграцию, объединяющую несколько самостоятельных бизнесов, от последовательного производственного цикла в одной компании.

Вопросу вертикальной интеграции посвящено достаточно большое количество работ. Это объясняется тем большим значением, которая она играет в жизни многих компаний.

Выбор схемы реализации вертикальной интеграции в виде дочерних компаний или филиалов зависит, прежде всего, от действующих в стране законов, принятой деловой практики и определяется в рамках корпоративной стратегии.

Вертикальная интеграция играет важную роль в нефтегазовом бизнесе. Она представляет собой сочетание различных производственных процессов внутри одной компании или группы компаний, которые могут осуществляться в нескольких географических районах: от разведки нефтяных и газовых месторождений до добычи углеводородов, их дальнейшей переработки и реализации конечному потребителю («от скважины до бензоколонки»). Такие производственные процессы, как бурение скважин и их ремонт, транспортировка углеводородов и другие, многими компаниями включаются в upstream или downstream. Компании, выполняющие подобные работы, называются сервисными компаниями. Они позволяют добиваться более эффективного выполнения соответствующих функций в основном бизнесе нефтяной компании. Вертикальная интеграция позволяет компаниям снижать бизнес-риски, увеличивая их рыночную и экономическую стоимость.

Классификация вертикальной интеграции:

- полная интеграция – при этом компания осуществляет весь цикл производственно-технологического процесса, возникает единая цепочка стоимости;
- неполная или частичная интеграция – при этом часть продукции производится компанией самостоятельно, а другая часть приобретается на рынке;
- квазиинтеграция – возникает вследствие взаимодействия с другими компаниями (через создание альянсов, ассоциаций) без осуществления расходов (за исключением организационных), но и без перехода прав собственности.

Классификация вертикальной интеграции представлена на рисунке 1.



* Все без исключения нефтяные компании в России созданы на базе государственных приватизированных предприятий. К категории новых АО могут быть отнесены только дочерние предприятия, созданные самой нефтяной Группой.

Рисунок 1 – Классификация вертикально интегрированных нефтяных компаний

По характеру направленности интеграции и положению компаний в технологической цепочке или цепочке создания ценности вертикальная интеграция может быть разделена на прямую и обратную интеграцию.

Компании могут интегрироваться «назад» к поставщикам сырья и полуфабрикат (нисходящая интеграция), обеспечивая гарантированными поставками выполнение своего производственного процесса. Другой целью такой интеграции может стать желание получить доступ к новой технологии, критичной для основного бизнеса.

Компании, интегрирующиеся «вперёд», объединяют свои усилия с производителями полуфабрикатов, конечной продукции, розничными сетями в зависимости от местоположения интегрирующейся компании в операционной цепочке – восходящая интеграция. Такой вид интеграции позволяет получить большее количество информации о своих потребителях и осуществлять контроль за состоянием дел в последующих звеньях производственной цепочки.

В нефтегазовом бизнесе к upstream относятся разведка и добыча углеводородов, к downstream – переработка и маркетинг (реализация).

Эффективность вертикальной интеграции особенно высока при создании полного производственного цикла с продажами и обслуживанием конечных потребителей продукции, исключая появление перепродавцов.

Одной из главных целей вертикальной интеграции является снижение издержек вследствие замены рыночного обмена внутренней организацией. Это достигается сокращением транзакционных издержек на рынках полуфабрикатов, при организации продаж готовой продукции, т.е. с помощью интернализации, которая представляет собой замену рыночного обмена на внутреннюю организацию. В этом случае отдельные бизнесы могут быть включены в состав корпорации на правах дивизиона. Однако, начиная с определённого размера корпорации, стоимость административных и организационных расходов может превысить экономию от интернализации, поэтому более привлекательным становится рыночный обмен.

В тех случаях, когда бизнесы представлены дочерними компаниями или даже группами компаний, возможно использование механизма трансфертных цен для снижения налогов с оборота и НДС, увеличивая тем самым стоимость компаний.

С помощью вертикальной интеграции появляется возможность добиться снижения возникающих рисков:

- интеграция «назад» гарантирует обеспечение сырьем в момент его дефицита и защиту от ценового диктата со стороны независимых поставщиков;
- интеграция «вперед» позволяет влиять на рынки, обеспечивая продажу своей продукции и защиту от диктата цен со стороны перепродавцов.

В процессе подготовки вертикально интегрированной холдинговой компанией единой стратегии группы компаний появляется возможность лучшего понимания происходящих в каждом из бизнесов изменений, согласовывать и координировать действия каждой компании в отдельности и всей группы в целом. Наличие собственного внутреннего производства и потребления, частично покрывающего потребности или обеспечивающего продажи, позволяет добиваться наилучших условий со стороны независимых поставщиков или потребителей, увеличивая прибыль и сохраняя гибкость.

Интенсивность вертикальной интеграции зависит как от отрасли, так и от тех возможностей, которыми обладает та или иная компания.

Вертикально интегрированный нефтяной концерн представляет собой группу компаний, принадлежащих холдингу и объединённых в несколько бизнесов: разведка и добыча нефти, её переработка, нефтехимия и химия, заправочные сети, а также сервисные компании, которые могут быть также выделены в самостоятельные бизнесы.

Вертикальная интеграция позволяет компании снизить капитальные и эксплуатационные затраты за счёт уменьшения суммы уплачиваемых налогов, стоимости затрат за счёт снижения рисков, экономии времени, затрачиваемом на подготовку контрактов, обеспечения стабильности цен и поставок. Последнее условие может быть выполнено с использованием таких мер, как отказ от консервации скважин, даже при существовании низких цен на нефть, а также с помощью максимальной загрузки скважин и снижения времени простоя.

Недостатки вертикальной интеграции проявляются при неудачно сложившейся рыночной конъюнктуре, когда компании необходимо покрывать постоянные затраты от убыточных бизнесов. Кроме того, низкорентабельные или ставшие малоперспективными бизнесы снижают рыночную стоимость вертикально интегрированной компании.

Рассмотрим измерение степени вертикальной интеграции. Вертикальная интеграция в нефтяном бизнесе существует более 100 лет, и на сегодняшний день практически все нефтегазовые компании являются вертикально интегрированными. Ведущие нефтяные компании являются владельцами значительных запасов нефти, нефтеперерабатывающих заводов, нефтепроводов и заправочных сетей.

Степень интеграции нефтяной отрасли – самая высокая из всех отраслей промышленности, в ней этот показатель равен 0,670, для сравнения: в машиностроении – 0,305, в пищевой промышленности – 0,303.

Тем не менее, в нефтяной промышленности ещё остаются неинтегрированные или, по-другому, независимые компании, которые не могут или не хотят интегрироваться в силу разных причин. Несмотря на то, что их число сокращается, они занимают определённую нишу. Независимые компании могут выжить на рынке за счёт уменьшения нормы прибыли, специализации, отказа от больших размеров бизнеса, используя в качестве своего преимущества не эффект масштаба, а гибкость и оперативность работы с покупателями, либо, занимая ниши, которые неинтересны крупным компаниям в силу таких причин как географические особенности, небольшие рентабельность или размер рынка.

Принятие решения о степени вертикальной интеграции компании или группы компаний зависит от приобретаемых выгод и цены, которую необходимо за них заплатить. В этом случае возникает необходимость выбора, что лучше: создание небольшой вертикально интегрированной компании или достаточно крупной специализированной компании, например, нефтедобывающей? Увеличение капитала за счёт привлечения новых акционеров или присоединение к крупному вертикально интегрированному холдингу?

При принятии решения необходимо учитывать не только возникающие прямые экономические эффекты, но и эффекты, создаваемые единой корпоративной стратегией и более эффективным оперативным управлением компаниями.

Получаемые от вертикальной интеграции выгоды должны превышать расходы на её осуществление с учётом возможных изменений бизнес-среды, временной стоимости денег и возможных рисков. При определении степени вертикальной интеграции должно быть учтено условие сохранения финансовой устойчивости компании. Излишне приобретенные мощности могут создать отрицательный эффект в случае изменения конъюнктуры рынка, возникновения непредвиденных ситуаций (аварий, военных действий в районе и т.п.) или ошибок, которые могут быть совершены менеджерами при управлении компанией или отдельными бизнесами.

При ухудшении рыночной конъюнктуры может сложиться ситуация, когда продажи компании уменьшатся, что повлечёт за собой рост постоянных издержек. Поэтому появляется необходимость учитывать возможные изменения среды и подбирать параметры структуры компании таким образом, чтобы не «разбалансировать» её в подобных ситуациях. Ограничениями на степень интеграции «сверху» являются высокие риски и падение доходности вследствие возникающего отрицательного эффекта масштаба.

Для оценки степени интеграции между нефтедобычей и нефтепереработкой предложен коэффициент самообеспеченности нефтью (КСН) (Refining Self Sufficiency Ratio), который делится на внутренний (КСН_{внутр}) (Domestic Self Sufficiency Ratio) и глобальный (КСН_{сумм}) (World Wide Self Sufficiency Ratio):

$$КСН_{\text{внутр}} = \frac{ВДН}{ВПН}; \quad (1)$$

$$КСН_{\text{сумм}} = \frac{ВДН + ВнДН}{ВПН + ВнПН}, \quad (2)$$

где ВДН – внутренняя добыча нефти; ВнДН – внешняя добыча нефти; ВПН – внутренняя переработка нефти на НПЗ; ВнПН – внешняя переработка нефти на НПЗ.

Степень вертикальной интеграции измеряется с помощью показателя вертикальной интеграции, представляющего собой отношение годового объёма добытых жидких углеводородов к годовому объёму переработанных, что фактически совпадает с коэффициентом самообеспеченности.

Показатели вертикальной интеграции некоторых нефтяных компаний за период 2003–2005 гг. на основании исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Изменение среднего значения показателей вертикальной интеграции нефтяных компании за период 2003–2005 гг.

Нефтяная компания	Показатель вертикальной интеграции		
	2003 год	2004 год	2005 год
Conoco Philips	0,65	0,67	0,69
British Petroleum	0,60	0,62	0,77
Exxon Mobil	0,75	0,71	0,69
Роснефть	0,29	0,29	0,30
ЛУКОЙЛ	0,31	0,40	0,45

С учётом прошедшего с момента проведения исследования времени видно, что слишком высокая интегрированность отрицательно сказывается на жизнеспособности компаний – значительно больше, чем недостаточная.

Таким образом, можно сказать, что оптимальный показатель вертикальной интеграции равен 0,5–0,6.

Подтверждением тенденции по сокращению числа независимых производителей с одновременным выравниванием степени их интегрированности является пример «Philips Petroleum», которая в феврале 2001 года осуществила поглощение за 7 млрд \$ независимой нефтеперерабатывающей компании «Tosco», что по словам председателя правления «Philips Petroleum» Дж. Малва стало «финальным этапом в 18-месячной одиссее по превращению «Philips Petroleum» в одну из крупнейших интегрированных компаний». В результате соотношение между добычей и переработкой компании составило 60:40. Однако спустя незначительный период времени произошло новое объединение – образовалась «Conoco Philips», сделавшее новую компанию шестой в мире по объёму запасов и добыче нефти. В октябре 2003 года руководством компании в целях дальнейшей реструктуризации активов было принято решение о продаже сети автомобильных заправок и магазинов при них, оставив в собственности только находящиеся в центральных и западных штатах США.

Другим примером является поглощение «British Petroleum» компаний «ARCO» и «Амоко», а также объединение «Exxon» и «Mobil» (2000 г.).

Ведущие российские ВИНКи на фоне мировых нефтяных компаний обладают довольно низкими показателями интеграции, это во многом объясняется относительно коротким периодом их становления в условиях отечественного рынка. Однако, несмотря на это ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО НК «Роснефть» и другие крупные российские компании наращивают свой потенциал, увеличивают показатели вертикальной интеграции, стремясь довести их до оптимальных значений.

Влияние вертикальной интеграции на конкурентоспособность предприятия

Для создания и поддержания конкурентных преимуществ нефтяная вертикально интегрированная холдинговая компания должна направлять средства на поддержание необходимого конкурентного уровня в каждый из бизнесов (от бурения разведочных скважин до создания заправочных станций), так как сбой в одном из них скажется на всей технологической цепочке.

Средства, затраченные вертикально интегрированной холдинговой компанией на создание единой системы планирования, управления, контроля и координации деятельности, позволяют существенно сократить (а иногда и полностью избежать) аналогичных расходов в каждом из бизнесов, в каждой из дочерних компаний.

Создание общекорпоративного звена управления между различными бизнесами вертикально интегрированного концерна должно сопровождаться уменьшением числа менеджеров в компаниях за счёт возможностей объединения, а также гарантиями

закупок и продаж между бизнесами (это позволяет отказаться от менеджеров по закупкам, продажам, маркетингу, юристов, бухгалтеров и др., занятых для осуществления этой деятельности в случае независимых компаний), выполняя все подобные операции из единого центра, используя современные средства коммуникации.

Работа компании-поставщика и компании-потребителя как единого целого за счёт использования вертикальной интеграции позволяет оптимизировать систему логистики – работать «с колёс» или «от трубы», сведя к минимуму резервы и запасы, необходимость подстраиваться под возможные изменения по качеству или графику работ друг друга. Кроме того, не требуется создавать специальный механизм гарантий поставок и оплат, что также способствует снижению издержек и повышает оперативность и гибкость.

Наличие гарантированных продаж продукции, произведенной на более ранних производственных этапах, позволяет холдингу вертикально интегрированного концерна направлять свои средства на рекламу и продвижение только конечной продукции, используя для этого один или несколько брендов, в том числе, название самой компании. Таким образом, рост объёмов продаж у компании, являющейся последним звеном технологической цепочки группы, обеспечивает рост продаж остальным её компаниям. Тем самым, в периоды крайне низких цен на конечную продукцию холдинг имеет возможность сохранять устойчивость подвергшихся тяжелым испытаниям дочерним компаниям за счёт компенсационных выплат из прибыли, полученной в других звеньях интеграционной цепочки. Использование механизма временных дотаций позволяет холдингу сохранить, а иногда и увеличить принадлежащую ему долю рынка после нормализации ситуации за счёт выхода из этого бизнеса более слабых конкурентов. Поэтому вертикальная интеграция может быть использована как «стратегия подавления конкуренции».

Аналитически доказано, что выпуск продукции, доходность, а, следовательно, и совокупная прибыль компаний выше в том случае, если они являются вертикально интегрированными.

Особенности стратегического управления вертикально интегрированными компаниями

Каждый из бизнесов вертикально интегрированной нефтяной компании (разведка, добыча, переработка, заправочные сети) имеет свои особенные черты управления, связанные с различием решаемых задач. При этом являются различными степень децентрализации, уровень и характер инвестиций и потоков денежных средств, географическое местоположение, количество персонала и его квалификация. Поэтому одной из самых сложных задач, стоящих перед холдингом, является управление процессом распределения внутренних ресурсов между дочерними компаниями.

Для достижения единой цели и осуществления координации действий между бизнесами требуется внесение соответствующих изменений в систему управления каждым из бизнесов и создание общекорпоративного звена управления.

Вертикальная интеграция позволяет более эффективно использовать лучшие элементы менеджмента (планирование, оперативное управление, контроль, материальное стимулирование и т.д.), существующие в каждом из интегрируемых бизнесов, а также добиваться лучшего понимания требований, предъявляемых потребителем поставщику, обеспечить единые требования к качеству продукции, сокращать издержки и, тем самым, повышать стоимость компании.

Одной из больших трудностей, стоящих перед руководством холдинга, является оптимальное распределение средств между несколькими бизнесами, которое позволило бы максимизировать выполнение поставленной стратегической цели (увеличение будущей стоимости, повышение капитализации, увеличение прибыли, доли рынка, продаж и т.п.) с учётом возможных изменений бизнес-среды.

При возникновении конфликтных ситуаций между дочерними компаниями (как правило, связанных с условиями поставок или распределением ресурсов) у холдинговой компании существует возможность использования волевого административного решения вместо длительного и дорогостоящего судебного разбирательства. Подобное

преимущество вертикальной интеграции основано на «гармонизации интересов», т.е. на примирении различий, поиске компромисса, часто в приказном порядке, а также на возможности использования эффективного процесса принятия решений.

Как уже отмечалось ранее, использование трансфертных цен позволяет снижать величину уплачиваемых налогов и перераспределять финансовые активы между дочерними компаниями холдинга. Одним из недостатков использования трансфертных цен является возможное возникновение конфликта интересов между компаниями-поставщиками и компаниями-потребителями. Кроме того, в случае увеличения масштабов бизнеса и увеличения числа компаний, которые участвуют в этом бизнесе, топ-менеджерам холдинга становится всё сложнее контролировать существующую разницу между рыночными и трансфертными ценами. При определённых обстоятельствах стоимость такого контроля с учётом неконтролируемых потерь может превысить экономию от использования трансфертных цен. Поэтому компании могут перейти на взаиморасчёты с использованием рыночных цен (это в первую очередь относится к тем случаям, когда холдингу принадлежит менее 100 % акций дочерних компаний). Этому также способствует налоговая политика страны нахождения компаний (домициля), когда обороты между зависимыми и аффилированными компаниями исключаются из налогообложения.

Кооперация между вертикально интегрированными нефтяными компаниями позволяет использовать «схемы замещения», когда одна компания осуществляет поставки нефти или нефтепродуктов другой в обмен на эквивалентные объёмы поставок со стороны последней в адрес первой, в удобных для обеих компаний географических районах. Такой подход позволяет нефтяным компаниям повысить доходность бизнеса за счёт снижения транспортных расходов, импортных и экспортных платежей. Подобная организация бизнеса особенно эффективна при реализации стратегии интернационализации.

Тенденции вертикальной интеграции нефтяных компаний

Вертикальная интеграция позволяет объединить несколько однотипных процессов, вычленив (продать или перепрофилировать) низкоэффективные или дублирующие производства, объединив их неэффективные заказы и распределив их между более эффективными производствами. Наибольшего эффекта при этом удаётся добиться при реструктуризации сервисных подразделений.

За счёт различных схем слияний и поглощений наблюдается сокращение числа нефтяных компаний и переход к рынку с олигополистической конкуренцией на локальных рынках.

Вертикальная интеграция, в сочетании с контролем цен на конечном этапе продаж произведенной интегрированным холдингом продукции, позволяет сдерживать резкие колебания этих цен при изменении цен на используемые ресурсы или условий производства за счёт перераспределения прибыли, полученной другими звеньями интегрированной цепочки.

В долгосрочной перспективе вертикально интегрированный концерн сохраняет, а иногда даже увеличивает свою долю на рынке (за счёт вышедших конкурентов), тем самым максимизируя свою долгосрочную прибыль. Поэтому вертикальная интеграция является важным составным элементом стратегий, разрабатываемых холдингами нефтегазовых концернов.

Следует отметить, что «общая собственность сама по себе не гарантирует согласованности целей. Холдинговая компания, в которой покупатель и поставщик – независимые подразделения, максимизирующие каждый свою прибыль, не есть решение. Кроме того, сама по себе договоренность о совместной максимизации прибыли не представляется достаточной, цели должны быть операциональными, что предполагает как установление правил совместных действий (например, об уровне трансфертных цен), так и разработку эффективных стимулов.

Таким образом, эффективность управления концерном и конгломератом зависит от качества разработанных холдингом и реализуемых дочерними компаниями стратегий.

Достоинства и недостатки вертикальной интеграции

К числу недостатков, свойственных вертикальной интеграции, могут быть отнесены следующие показатели (рис. 2):

- высокие затраты на проведение интеграции и выхода на новые рынки, связанные с приобретениями компаний или инновациями;
- необходимость разработки и использования в интегрированной компании новой системы управления вследствие объединения нескольких бизнесов, требующих разных управленческих подходов;
- снижение гибкости компании – способности быстро реагировать на происходящие изменения (для этого необходимы капиталовложения в оборудование, технологии, а также наличие высоколиквидного капитала, который можно использовать в чрезвычайных ситуациях для оперативного решения проблем, которые могут возникнуть в одном из звеньев интегрированной цепочки);
- невозможность концентрации только на одном направлении исследований – необходимость проведения научно-исследовательских и инновационных работ на каждом уровне интегрированной цепочки.

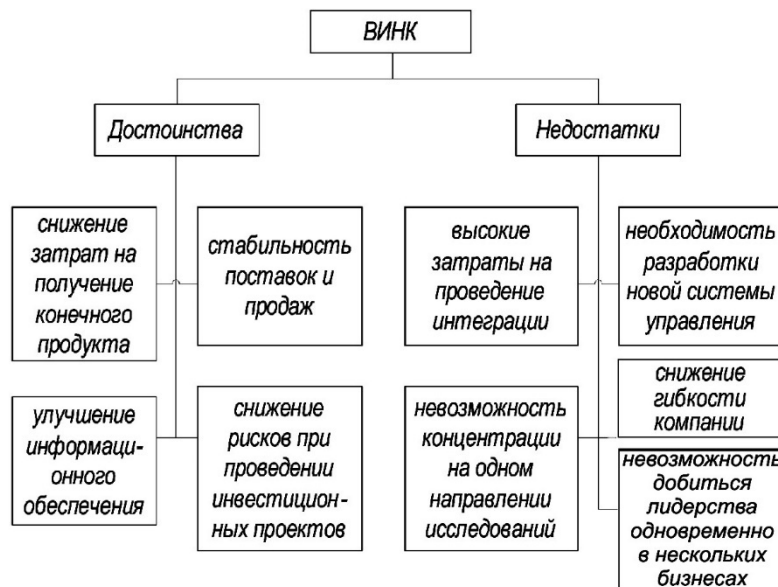


Рисунок 2 – Основные достоинства и недостатки ВИНК

Основная проблема, с которой сталкиваются полностью интегрированные компании, заключается в невозможности добиться лидерства одновременно в нескольких бизнесах.

Однако вертикальная интеграция позволяет создать дополнительные преимущества и усилить конкурентные позиции компании. Стратегические выгоды от использования вертикальной интеграции достигаются в результате:

- сокращения затрат от объединения нескольких бизнесов для создания законченного производственного цикла;
- усиления степени влияния на размер и структуру отрасли;
- обеспечения стабильных поставок и продаж;
- улучшения информационного обеспечения каждого из бизнесов;
- технологической взаимосвязанности, позволяющей добиться большей согласованности характеристик продукции и условий её поставки между компаниями интегрированной цепочки;
- возможности проведения научно-исследовательских работ и инноваций для решения комплексных задач, рассчитанных на достижение единой цели.

В основе причин широкого использования вертикальной интеграции в нефтегазовом бизнесе являются:

- 1) создание замкнутой технологической цепочки, обеспечивающей надёжность поставок сырья и продаж готовой продукции;

2) снижение транзакционных затрат, связанных с передачей продукции одного бизнеса на переработку или реализацию другому;

3) снижение бизнес-рисков при реализации инвестиционных проектов;

4) заинтересованность в решении технических, технологических и научных задач, возникающих перед бизнесами, поиск взаимных компромиссов;

5) возможность согласования стратегических задач и поиска комплексных решений.

К основным условиям, влияющим на принятие решений о вертикальной интеграции, относятся:

- географические условия, близость источников сырья, транспортная инфраструктура;

- особенности менеджмента отдельных нефтяных компаний, например, насколько они предрасположены к риску, к делению рисков;

- технологические особенности (уровень развития, возможность взаимопроникновения, ориентация на определённые сорта нефти, транспортные ограничения и т.д.);

- экологические аспекты деятельности компании;

- близость рынков сбыта, торговые ограничения и уровень развития сбытовой инфраструктуры; способность менеджмента компаний эффективно работать на спотовом рынке;

- информационное обеспечение бизнеса;

- научно-технические и другие факторы.

Вертикальная интеграция позволяет компаниям компенсировать относительно слабые, с точки зрения прибыли, области производственной деятельности – сгладить неравномерность поступающих денежных потоков и прибыли, возникающих при колебаниях цен на нефть.

Особенности российских ВИНК

Для российской нефтяной промышленности, обладающей всеми стадиями нефтяного цикла, реформирование путём создания ВИНК правильно, но вместе с тем существует ряд характерных отличий классических вертикально интегрированных компаний от российских в их теперешнем состоянии.

Во-первых, западные компании росли органично под воздействием рыночных сил, отвечая на запросы и вызовы потребителя и регулирующих мер государства. Каждая из существующих компаний прошла через серию слияний и продаж своих дочерних структур, которые продолжают существовать и поныне. Российские же компании были созданы одномоментно, в соответствии с президентскими и правительственными нормативными актами под уже готовую и проверенную жизнь, правда, в других экономических условиях, идею. В их составе объединились предприятия, десятилетиями функционировавшие в рамках различных министерств и ведомств в условиях централизованно планируемой, разобщённой в отраслевом отношении экономики. При этом набор объединяемых предприятий далеко не всегда имел достаточно содержательное обоснование. Поэтому проблема их взаимодействия и превращения в единый экономический организм, одной из целей функционирования которого является получение оптимальной совокупности прибыли, пока ещё не решена.

Форма организации взаимодействия предприятий, входящих в большинство российских компаний, известна в мире как «мягкий холдинг». Он предполагает, что дочерние структуры практически независимы друг от друга в том смысле, что их производственная деятельность и маркетинг не согласованы в рамках единого стратегического подхода. При такой ситуации главная цель создания ВИНК практически теряется, но предприятия получают полную возможность оптимизировать результаты своей деятельности.

Такая форма организации не очень распространена в мировой практике и возникает в зарубежных компаниях на определённых стадиях их развития, когда отдельные предприятия достигают той степени зрелости, при которой любое вмешательство в их деятельность со стороны компании может только ухудшить положение, или компания становится настолько большой, что не в состоянии эффективно управлять всеми своими предприятиями. Как правило, такое положение возникает только с отдельными предприятиями компании, которые остаются в ней в основном для сохранения

привычной на рынке торговой марки и, возможно, для поддержания и использования установившихся связей в информационной и финансовой сферах.

Причина, по которой российские компании находятся в состоянии «мягкого холдинга», имеет другое происхождение. Она объясняется уже упоминавшимся одноментным «директивным» их образованием. Создалась такая ситуация, когда различные предприятия нефтяного комплекса, сохраняя свои болезни, были слиты в новые организационные структуры, призванные эти болезни вылечить. Однако механическое слияние пока не приносит ожидаемых плодов.

Конечно, как будет сказано ниже, такое обобщение не может касаться всех российских вертикально интегрированных нефтяных компаний, так, например, та же НК «ЛУКОЙЛ» с 1995 года успешно проводит политику консолидации с целью ужесточения централизации управления в компании.

Важной уникальной особенностью российских нефтяных компаний является то, что они функционируют в условиях двух существенно отличающихся друг от друга ценовых условий на сырую нефть. В то время как внутренние розничные цены на неэтилированный бензин А-92 достигли американского уровня, а оптовые в определённые периоды превышали цены в Роттердаме, цена на сырую нефть остается существенно ниже мировой. После неоднократных повышений и достижения потолка платежеспособного спроса она не превышает 60 % от мировой цены (с учётом акциза).

Ситуация с ножницами цен стимулирует нефтедобывающие предприятия и нефтяные компании максимизировать экспорт сырой нефти. Однако этому препятствуют технические возможности существующей транспортной системы, которая уже близка к насыщению. Кроме того, экспортная ориентация нефтедобычи ставит под удар сложившуюся систему нефтепродуктообеспечения, перестройка которой может быть очень болезненной для всей экономики. Возможности экспорта нефтепродуктов с российских НПЗ также имеют предел в силу высоких производственных затрат, что делает их ограниченно конкурентоспособными, да и то только при закупке сырой нефти по внутренним ценам (средняя цена набора нефтепродуктов, получаемых из одной тонны сырой нефти на российских НПЗ, на 30–40 % ниже среднемировой). Поэтому перед российскими ВИНК стоит задача нахождения оптимального баланса между экспортом (в пределах транспортных возможностей), поставкой на свои и другие НПЗ и производством нефтепродуктов для удовлетворения внутреннего спроса и экономически эффективного экспорта.

Дальнейшее реформирование нефтяной промышленности России должно пойти по пути преобразования уже созданных нефтяных компаний, «подгонки» их структуры под реальные условия и цели, а также по пути создания небольших независимых структур, занимающихся отдельными элементами нефтяного бизнеса в качестве самостоятельных операторов или как сервисных компаний, выполняющих свою работу на подрядной основе.

По характеру функционирования и управления своими дочерними предприятиями образованные в РФ нефтяные компании являются холдингами.

Холдингом признается любое акционерное общество, являющееся собственником контрольного пакета акций других АО. Большинство холдингов, сформированных на базе приватизированных предприятий, замыкается на единый технологический процесс.

В РФ можно выделить три группы существующих холдингов:

1) государственные (где доля государственной собственности составляет 100 % в Уставном капитале, например, АО «Росуголь», АО «Транснефть»);

2) частично государственные (доля госсобственности составляет значительную часть: 38–51 %, например, АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», НК «Роснефть» и др.);

3) новые холдинги, созданные без участия государства.

Все без исключения нефтяные холдинги в России созданы на базе государственных приватизированных предприятий. К категории новых АО могут быть отнесены только дочерние предприятия, созданные самим холдингом.

Российские нефтяные холдинги по сравнению с зарубежными имеют свои особенности:

1) высокая доля государства в Уставных капиталах компаний. Контрольные пакеты акций практически всех нефтяных компаний закреплены в федеральной собственности.

2) строгая ориентация на полноту и завершенность технологического цикла – «от скважины до бензоколонки». Большинство крупных холдингов активно развивает всю технологическую цепочку особенно на уровне территорий, в которых оперирует данная компания, с перспективой географического расширения.

3) наделение нефтяных холдингов функциями, которые до недавнего времени находились в исключительной компетенции правительства и ряда отраслевых министерств: экспорт нефти и разработка нефтегазовых месторождений. Наличие у компании крупных и перспективных месторождений привлекает к холдингу отечественных и иностранных инвесторов, что в свою очередь влияет на рыночные котировки акций компании и, соответственно, повышает величину её рыночной капитализации.

4) право государства определять долю иностранного капитала в Уставном капитале каждой компании. Доля иностранных инвестиций для ряда холдингов строго ограничена. Для таких компаний, как «ЛУКОЙЛ», она составляет не более 15 % при первичном предложении акций.

В последнее время наряду с созданием холдингов все сильнее действуют и другие тенденции, а именно, преобразование холдингов в крупные консолидированные компании.

При консолидации бывшие дочерние предприятия (компании) теряют свою юридическую самостоятельность и становятся структурными подразделениями головной компании.

Консолидация осуществляется путём обмена акций дочерних компаний на акции холдинга. Такой обмен производится с учётом определённой для каждого холдинга системы коэффициентов, корреспондирующих либо с номинальной, либо с рыночной стоимостью акций дочерних предприятий. Так, в 1995 году нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» объявила о начале консолидации компании исходя из рыночных критериев обмена акций дочерних предприятий на единые акции холдинга.

Конвертация акций не является абсолютно безболезненным процессом, так как уровень ликвидности различных дочерних компаний существенно различен, и те инвесторы, которые вложили средства в акции наиболее ликвидного в холдинге дочернего предприятия, вряд ли будут довольны при обмене принадлежащих им акций на «единую акцию» холдинга.

Для реализации программы консолидации компания «ЛУКОЙЛ» провела дополнительную эмиссию обыкновенных и привилегированных акций. Однако этот процесс занимает длительный период времени, так как основная масса обмениваемых акций приходится на физических лиц – работников дочерних предприятий холдинга.

Процесс консолидации постепенно должен затронуть большинство крупнейших холдингов. При этом большое внимание должно уделяться защите прав акционеров при выборе стратегии и методики реализации программы обмена акций, учитывая, что далеко не все акции дочерних предприятий холдингов свободно обращаются на вторичном рынке, и, следовательно, не имеют рыночной стоимости.

В процессе консолидации Компания переходит на новые схемы работы в отношениях со своими структурными подразделениями, с потребителями, партнерами и государством. При этом основополагающим принципом, закладываемым в схему работы, является принцип приоритета общекорпоративного интереса перед локальными интересами отдельных предприятий.

На практике это выражается в создании и внедрении общих для Компании и её дочерних структур систем планирования, бюджета, финансовой отчётности и материального стимулирования, так же как и управления инвестированием, внедрением достижений научно-технического прогресса и персоналом.

Усилия Компании направлены на создание единой планово-бюджетной системы, которая должна обеспечить:

- единую целевую направленность, пропорциональность и сбалансированность всех звеньев;
- возможность стратегического и оперативного планирования производства и сбыта;
- постоянный контроль выполнения плановых заданий, их корректировку в соответствии с меняющимися условиями;

- работу механизмов корпоративного контроля финансовых потоков использования собственных и заемных ресурсов, образования единых инвестиционных и иных фондов и пр.

Важным направлением перестройки Компании является переход в её деятельности на принципы разумной децентрализации управления производственными процессами по добыче и переработке нефти и жесткой централизации управления финансовыми потоками, организации финансового контроля деятельности дочерних предприятий.

Принцип разумной децентрализации управления производством предполагает разделение полномочий в принятии решений на стратегическом и оперативном уровне. На уровне Центрального аппарата Компании должны решаться вопросы стратегического планирования производства, выработки единой политики в различных сферах производственной деятельности и её всестороннего обеспечения. Вопросы, непосредственно связанные с управлением производственными процессами, выносятся на уровень нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих объединений, объединений нефтепродуктообеспечения, дочерних предприятий.

Жёсткая централизация управления финансовыми потоками предполагает, прежде всего, контроль за прохождением финансовых средств со стороны центрального аппарата Компании на каждом из этапов, проводимых с ними операций и возможность оперативного вмешательства в осуществляемые операции в тех случаях, когда в этом возникает необходимость.

Важнейшей задачей, стоящей перед руководством и управленческим персоналом Компании, является овладение менеджментом – новыми методами управления в условиях рыночной экономики.

Это означает:

- ориентацию на спрос и потребности рынка, на запросы конкретных потребителей и организацию производства тех видов продукции, которые пользуются спросом и могут принести намечаемую прибыль;
- постоянное стремление к повышению эффективности производства и реализации продукции с наименьшими затратами, получение оптимальных результатов;
- хозяйственную самостоятельность, обеспечивающую свободу принятия решений тем, кто несет ответственность за конечные результаты;
- постоянную корректировку целей и программ в зависимости от состояния рынка;
- необходимость использования современных информационных технологий, включая компьютерные сети, базы данных, информационно-вычислительную технику и т.п. с целью проведения многовариантных и модельных расчётов для принятия обоснованных и надёжных решений.

Государственное регулирование деятельности ВИНК и увязка государственных интересов с интересами компании

Мировой опыт организации и управления предприятиями и отраслями нефтегазового комплекса свидетельствует о необходимости достаточно жёсткого регулирования их деятельности со стороны государства. Это обусловлено следующим:

- предприятия комплекса немногочисленны, относятся к стратегическим отраслям экономики, в значительной степени определяют потенциал, а также положение дел в экологии;
- для отрасли характерны высокая инерционность развития, огромная капиталоемкость и концентрация материальных ресурсов, потребность в масштабном и комплексном освоении национальных природных богатств, преимущественно монопольное положение на рынке и невозможность дублирования ряда производств на определённой территории.

В силу этих причин правительства большинства зарубежных стран предпочитают сохранять нефтегазовую отрасль в собственности государства при весьма жёсткой регламентации их деятельности. В тех случаях, когда конкуренция в отрасли ведёт к укреплению энергохозяйства страны, к лучшему удовлетворению общественной потребности

в определённых энергоносителях, государство допускает туда частный и иностранный капитал (обычно это сеть бензоколонок, разведка и освоение на определённых условиях нефтегазовых месторождений, создание дополнительных мощностей по нефтепереработке и т.д.).

В качестве основных задач государственного регулирования нефтегазовой отрасли можно отметить следующие:

- создание условий добросовестной конкуренции;
- способствование стабильному развитию отрасли;
- защита окружающей среды;
- регулирование нормы прибыли корпорации.

Важнейшим средством госрегулирования конкурентных отношений является антимонопольное законодательство.

В Российской Федерации закон «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках» был принят в марте 1991 года. Его цель – определение организационных и правовых основ предупреждения, ограничения и пресечения монополистической деятельности и недобросовестной конкуренции для обеспечения условия создания и функционирования товарных рынков. Согласно закону, компания занимает «доминирующее положение», если её доля на рынке превышает 35 % – величину, устанавливаемую ежегодно Государственным комитетом по антимонопольной политике (ГКАП).

Современное антимонопольное законодательство имеет два принципиальных направления – контроль над ценами и слияниями компаний. Антимонопольное законодательство в первую очередь запрещает соглашение по ценам. Незаконным является любой сговор между компаниями в целях установления цен. Законом также преследуется демпинговая практика продаж, когда компания умышленно устанавливает более низкие цены с тем, чтобы потеснить из отрасли конкурентов.

Слияние компаний происходит, когда одна компания приобретает акции другой. Правительство обычно предпринимает меры, когда в результате горизонтального слияния компаний их рыночная доля значительно увеличивается. Исключение может быть сделано, когда одна из фирм находится на грани банкротства. В случае вертикального слияния (объединение технологически связанных производств) закон также устанавливает верхний предел доли компаний на соответствующих рынках, так как слияние бывших поставщиков и потребителей лишает возможности другие компании продавать свои товары компании-покупателю. Конгломератные слияния (объединение компаний из разных отраслей) обычно разрешаются, так как в результате таких слияний позиции компании на соответствующих рынках практически не меняются.

Однако на сегодняшний день ФАС намерена выделить из состава нефтяных компаний розничную торговлю нефтепродуктами и уже сделала соответствующее предложение правительству.

Предложение по выделению сетей бензоколонок из крупных нефтяных концернов является продолжением все той же борьбы ФАС с завышенными ценами на бензин в рознице.

В настоящее время в России порядка 21 тыс. АЗС, из них около 7 тыс. принадлежит ВИНКом.

В сообщении самой ФАС говорится: «Сфера реализации нефтепродуктов требует принятия принципиальных решений об изменении структуры бизнеса, об организационном обособлении компаний – владельцев АЗС, действующих на розничных рынках». В своей новой инициативе ФАС однозначно указывает, что считает главным виновником завышенных цен именно крупные компании.

Декларированная в официальных документах стратегия развития топливно-энергетического комплекса России позволяет сделать ряд выводов применительно к нефтяной промышленности. Во-первых, предприятия нефтяного комплекса рассматриваются как важный источник финансовых ресурсов, а потому предполагается перенос на них возрастающего налогового бремени. Во-вторых, поддержка товаропроизводителей за счёт «умелой» ценовой политики может вновь обернуться заниженными ценами на нефть и нефтепродукты для отдельных групп потребителей. В-третьих, намечается

значительный структурный сдвиг в потреблении нефтепродуктов – от промышленности к коммунально-бытовому сектору и пассажирскому транспорту (ранее эти потребители традиционно субсидировались). В-четвёртых, растущие требования к охране окружающей среды и надёжности энергоснабжения означают неизбежный рост внутренних издержек предприятий на добычу, преобразование и транспортировку нефти и нефтепродуктов.

Главным приоритетом в документах названо повышение крайне низкой в настоящее время эффективности энергопотребления и энергосбережения. Для ВИНК это означает следующее: при сохраняющемся разрыве в энергоёмкости производства из России выгоднее экспортировать сырьё, а не продукты его переработки или конечную продукцию. Такое положение, по-видимому, сохранится ещё достаточно долго; действенная политика энергосбережения в сочетании с низкими темпами возрождения отечественной экономики, вероятно, обусловит умеренные объёмы внутреннего спроса на энергоносители как на макроуровне, так и на большинстве региональных рынков.

Следовательно, не противоречащая национальным приоритетам и имеющая своей целью наращивание добычи нефти и рост производства нефтепродуктов стратегия развития вертикально интегрированной нефтяной компании может быть оправдана только при ориентации прироста предложения на внешние рынки, вытеснении конкурентов с внутрироссийского или региональных рынков и замещении конкурирующих видов топлива своей продукцией.

Государственная политика в той части, которая имеет отношение к нефтяным компаниям, ориентируется на повышение экономической и энергетической эффективности всех стадий добычи, преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов. Кроме этого отказ от чрезмерной централизации энергоснабжения с приближением его к потребителям, экологическую и аварийную безопасность источников энергии и надёжность энергоснабжения потребителей, разработку эффективных технологий добычи и переработки углеводородного сырья и т.д. Очевидно, ужесточение требований к надёжности и экологической безопасности, а также децентрализация энергоснабжения неизбежно повлекут за собой рост расходов ВИНК.

Подобные неясности, хотя и затрудняют разработку целей стратегического развития вертикально интегрированных нефтяных компаний, не являются непреодолимыми. С учётом их реального вклада в экономику России нефтяные компании могут строить стратегию своего развития достаточно независимо от государства при соблюдении всех правил, установленных последним. Более того, по нашему мнению, роль вертикально интегрированных нефтяных компаний в экономике современной России такова, что государство не может позволить себе не считаться с их интересами.

Литература

1. Антипова О.В. Интеграционные процессы в нефтяном секторе России // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 121–123.
2. Башкаева Е.А., Ионова М.С., Шарифуллина И.И. Инновационная составляющая структуры внешнеэкономической деятельности нефтегазовых предприятий в России // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 127–129.
3. Буньковский Д.В. Повышение эффективности нефтепереработки посредством взаимодействия различных форм предпринимательства // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 172–174.
4. Бушуев А.Н. Принципы построения менеджмента качества вертикально интегрированной промышленной корпорации // Информационная безопасность регионов. – 2014. – № 2 (15). – С. 47–50.
5. Донда А.В., Глазкова И.Н. Основные факторы, влияющие на финансовое развитие предприятия // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 171–173.
6. Иванова В.О. Особенности менеджмента вертикально интегрированной компании // Российское предпринимательство. – 2011. – № 11. – С. 55–60.
7. Каримова С.А. Последовательность действий в определении алгоритма эффективной стратегии развития бизнеса // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 186–188.
8. Маханьков Е.С. Новейшие факторы формирования глобальных стратегий вертикально интегрированных нефтяных компаний // Сибирский экономический вестник. – 2016. – № 2. – С. 12–21.

9. Новикова Е.Ю. Ключевые аспекты функционирования вертикально интегрированных нефтегазовых компаний : Актуальные вопросы экономики и управления / материалы IV Международной научной конференции (г. Москва, июнь 2016 года). – М. : Буки-Веди, 2016. – С. 43–49.
10. Плеско М.Н., Быков В.М. Оптимизация управленческих решений в вертикально интегрированных компаниях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 10. – С. 52–56.
11. Равилова А.Р., Садыкова Р.Р. Экспортный потенциал как фактор конкурентоспособности предприятия // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 189–191.
12. Рябенко П.В. Проблемы взаимодействия дочерних предприятий в вертикально интегрированной структуре // Вестник Российского государственного университета имени Г.В. Плеханова. – 2012. – № 3 (3). – С. 39–43.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ общих подходов к проблеме ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 1 (17) весна 2013. – С. 62–67.
14. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Концепция инновационно-производственной и ресурсосберегающей деятельности предприятия // Сборник тезисов 67-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2013». 9–12 апреля 2013 г. Секция 8 Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 179.
15. Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 7. – С. 43–49.
16. Старкова Н.О., Кохановская Е.А. Особенности функционирования российских вертикально интегрированных нефтяных компаний // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 9 (74). – С. 1030–1034.
17. Уразбахтина Г.З., Каримова С.А. Формирование этапов развития жизненного цикла в ПАО «Лукойл» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 262–263.
18. Швед А.И. Государственное администрирование нефтегазового бизнеса: политические особенности // Исторические, философские, политические и юридические науки, культурология и искусствоведение. – 2014. – № 6-1 (44). – С. 199–201.

References

1. Antipova, O.V. Integration processes in the Russian oil sector // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 121–123.
2. Bashkaeva E.A., Ionova M.S., Sharifullina I.I. Innovation component of the foreign economic activity structure of the oil and gas enterprises in Russia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 127–129.
3. Bunkovskiy D.V. Increase of the oil refining efficiency by means of the interaction of the various business forms // Bulatovskie readings. – 2018. – Т. 7. – P. 172–174.
4. Bushuev A.N. Principles of the quality management construction for a vertically integrated industrial corporation // Information security of regions. – 2014. – № 2 (15). – P. 47–50.
5. Donda, A.V.; Glazkova, I.N. Main factors affecting the financial development of an enterprise // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 5. – P. 171–173.
6. Ivanova V.O. Management peculiarities of a vertically integrated company // Russian Entrepreneurship. – 2011. – № 11. – P. 55–60.
7. Karimova S.A. Sequence of actions in definition of algorithm of effective strategy of business development // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 186–188.
8. Makhankov, E.S. The newest factors of the global strategies formation for the vertically integrated oil companies // Siberian Economic Journal. – 2016. – № 2. – P. 12–21.
9. Novikova E.Yu. Key aspects of operation of vertically integrated oil and gas companies : Actual issues of economics and management / proceedings of the IV International Scientific Conference (Moscow, June 2016). – М. : Buki-Vedi, 2016. – P. 43–49.
10. Plesko M.N., Bykov V.M. Management solutions optimization in the vertically integrated companies // Problems of economy and management of oil and gas complex. – 2012. – № 10. – P. 52–56.
11. Ravilova A.R., Sadykova R.R. Export potential as a factor of enterprise competitiveness // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 5. – P. 189–191.
12. Ryabenko P.V. Problems of the subsidiaries interaction in a vertically integrated structure // Vestnik of the Russian State University named after G.V. Plekhanov. – 2012. – № 3 (3). – P. 39–43.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the general approaches to the problem of the resource saving for oil production taking into account the complex of factors // GeoEngineering. – 2013. – № 1 (17) spring 2013. – P. 62–67.

14. Savenok O.V., Sharypova D.D. Concept of innovation-production and resource-saving activities of the enterprise // Collection of abstracts of 67th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas-2013». April 9–12, 2013. Section 8 Economics and Management in Oil and Gas Industry. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2013. – P. 179.
15. Savenok O.V. Principles of formation of the innovation-production and resource-saving methods and strategies // Oil-field business. – 2013. – № 7. – P. 43–49.
16. Starkova N.O., Kohanovskaya E.A. Functioning peculiarities of the Russian vertically integrated oil companies // Economics and business. – 2016. – № 9 (74). – P. 1030–1034.
17. Urazbakhtina G.Z., Karimova S.A. Formation of the life cycle development stages in PAO «Lukoil» // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 262–263.
18. Shved A.I. State administration of the oil and gas business: political peculiarities // Historical, philosophical, political and legal sciences, culture science and art criticism. – 2014. – № 6–1 (44). – P. 199–201.

УДК 622.691.4.052

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «КУБАНСКАЯ»



FEATURES OF DESIGNING AND CONSTRUCTION OF THE «KUBANSKAYA» COMPRESSOR STATION

Шиян Станислав Иванович

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

Дунаев Владислав Игоревич

доктор физико-математических наук,
профессор кафедры
оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
dunaevatv@mail.ru

Аннотация. Необходимость строительства компрессорной станции «Кубанская», которая входит в состав газотранспортной системы «Южный коридор», обусловлена расширением мощностей транспортировки газа по направлению «Дзубга – Лазаревское – Сочи». В свою очередь, газопровод позволяет обеспечить надёжное и бесперебойное газоснабжение г. Сочи и курортной зоны побережья Чёрного моря, активно развивать газификацию г. Сочи и Туапсинского района Краснодарского края, повысить качество жизни населения и придать мощный импульс развитию курортного бизнеса региона, а также обеспечить поставки в газопровод «Россия – Турция». В статье описано проведение инженерно-геологических изысканий на строительной площадке для возведения компрессорной станции «Кубанская», обработка данных и составление выводов и рекомендаций.

Ключевые слова: изученность инженерно-геологических условий; физико-географические и техногенные условия; геологическое строение и гидрогеологические условия; физико-механические свойства грунтов; геологические и инженерно-геологические процессы; виды и объёмы полевых инженерно-геологических работ; результаты испытаний грунтов статическими нагрузками.

Shiyani Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university

Dunaev Vladislav Igorevich

Doctor of physical
and mathematical sciences,
Professor of department
Equipment of oil and gas fields,
Kuban state technological university

Annotation. The need to build the «Kubanskaya» compressor station, which is part of the «Southern Corridor» gas transmission system, is due to the expansion of gas transportation capacities in the «Dzhubga – Lazarevskoye – Sochi» direction. In turn, the gas pipeline ensures reliable and uninterrupted gas supply to Sochi and the Black Sea resort area, actively develops gasification in Sochi and the Tuapse district of the Krasnodar Territory, improves the quality of life of the population and gives a powerful impetus to the development of the region's resort business, as well as ensures supplies to the «Russia – Turkey» gas pipeline. The article describes the conduct of engineering and geological surveys at a construction site for the construction of the «Kubanskaya» compressor station, data processing and drawing conclusions and recommendations.

Keywords: knowledge of geotechnical conditions; physical and geographical and technological conditions; geological structure and hydrogeological conditions; physical and mechanical properties of soils; geological and geotechnical processes; types and volumes of field engineering and geological work; static stress test results.

Введение

Природный газ – один из ключевых бюджетобразующих ресурсов Российской Федерации. Об этом знают и те, кто когда-либо учился в школе, и те, кому знакомо имя ключевого энергетического бренда нашей страны. То есть абсолютно все. А меж тем едва ли вам удастся сходу найти человека, который видел своими глазами, как выглядит сердце любого газопровода – компрессорная станция. Рассмотрим введённую в эксплуатацию в 2013 году компрессорную станцию «Кубанская», которая стала одним из ключевых элементов в системе газопроводов «Южный коридор».

Компрессорная станция «Кубанская» – одна из 10 компрессорных станций общей мощностью 1516 МВт, которые введены в эксплуатацию в рамках реализации проекта «Южный коридор». Кстати, построена «Кубанская» была в рекордные сроки – всего за 10 месяцев! В рамках реализации проекта «Южный коридор» помимо станций проложено 2506,2 км линии газопровода по территории 8 регионов Юга и Центра России (рисунок 1): Нижегородской, Пензенской, Саратовской, Волгоградской, Воронежской, Ростовской областей, Республики Мордовии, Краснодарского края. Общая пропускная способность системы газопроводов «Южный коридор» составляет 63 млрд м³ газа в год и позволяет обеспечить регионы центральной и южной частей России дополнительными объёмами природного газа для развития промышленности, сельского хозяйства, коммунальной сферы, улучшить условия проживания населения, а также обеспечить подачу газа в газопроводы экспортной направленности.

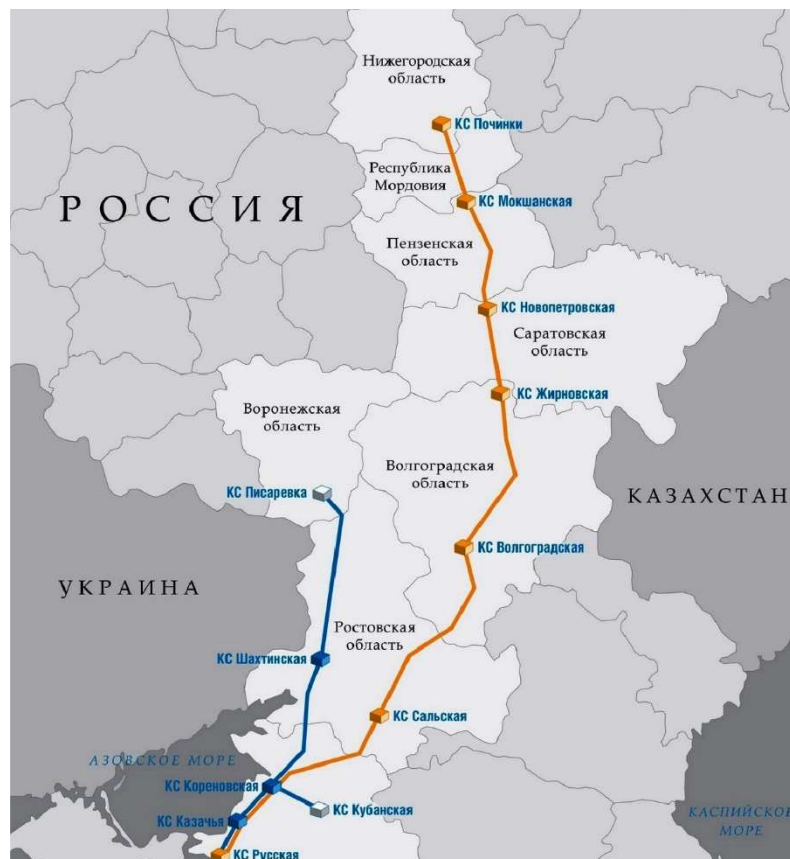


Рисунок 1 – Система газопроводов «Южный коридор»

Станция «Кубанская» расположена в Усть-Лабинском районе Краснодарского края. Мощность станции составляет 38 млн м³ газа в сутки. Для понимания, этого объёма хватит на то, чтоб полноценно обогреть и осветить более 150 000 жилых домов в течение года.

Согласно установленным правилам, строительство газопроводов ведётся вдали от населённых пунктов. «Кубанская» расположена в нескольких десятках километров от ближайшей цивилизации. В самом настоящем чистом поле.

Изученность инженерно-геологических условий

В геологическом строении рассматриваемого участка до глубины 40 м принимают участие следующие стратиграфо-генетические комплексы:

- комплекс элювиальных отложений (eQ_{IV}) представлен почвой суглинистой тёмно-серого цвета, до чёрной, макропористой, твёрдой, с нитевидными корнями растений. Залегают повсеместно с поверхности и до глубины 1,1–1,2 м;
- комплекс золово-делювиальных верхнеплейстоценовых отложений (vdQ_{III}) представлен суглинками;

- под элювиальными грунтами (eQ_{IV}) залегает суглинок палево-жёлтого, желтовато-коричневого, жёлто-бурого цветов, макропористый, твёрдый, с карбонатными включениями;

- под макропористыми (просадочными) грунтами залегает мощная толща суглинков жёлто-бурого, буровато-жёлтого цветов, от твёрдой до тугопластичной консистенции, с карбонатными включениями, с вкраплениями марганца. Распространены до глубины 25,5–26,7 м;

- *комплекс элювиальных отложений* (eQ_{III}) представлен почвой суглинистой (погребённой) коричневого цвета, твёрдой, с карбонатными включениями. Она залегает под макропористыми суглинками, либо прослоем в них в интервалах глубин от 7,2–8,5 до 7,8–9,0 м. Мощность составляет от 1,1 м до 1,2 м;

- *комплекс золово-делювиальных среднеплейстоценовых отложений* (vdQ_{II}) представлен суглинками жёлто-бурого, серовато-бурого цветов, от твёрдой до тугопластичной консистенции, с карбонатными включениями, вкраплениями гидроокислов железа и марганца, местами запесоченными. Залегают под золово-делювиальными верхнеплейстоценовыми суглинистыми отложениями с глубины 25,5–26,7 м и до разведанной глубины 40 м.

Инженерно-геологические условия территории соответствуют III категории сложности (согласно приложению 1 РД 153-39.4Р-128-2002 (ВСН) и СП 11-105-97, часть I, приложение Б).

Физико-географические и техногенные условия

Участок изысканий расположен на юге европейской части Российской Федерации, в центральной части Краснодарского края на территории Усть-Лабинского района в 7–8 км северо-восточнее г. Усть-Лабинск.

Исследуемый участок в геоморфологическом отношении расположен на нижнеплейстоценовой правобережной террасе р. Кубань.

В целом рельеф территории изысканий равнинный, абсолютные отметки колеблются от 88,09 м до 94,36 м.

Техногенная нагрузка на площадку работ достаточно слабая. Существенное и решающее влияние на формирование ландшафта в районе площадки работ оказали антропогенные факторы, в большинстве своём связанные с сельскохозяйственной деятельностью.

Геологическое строение

Исследуемая площадка сложена элювиальными (eQ_{IV} , eQ_{III}) и золово-делювиальными (vdQ_{III} , vdQ_{II}) отложениями четвертичного возраста.

Геологический разрез изучен до глубины 40,0 м и представлен сверху вниз следующими разностями грунтов:

Элювиальные отложения (eQ_{IV}) представлены почвой суглинистой тёмно-серого цвета, до чёрной, макропористой, твёрдой, с корнями растений. Залегают повсеместно с поверхности и до глубины 0,5–1,5 м.

Золово-делювиальные верхнеплейстоценовые отложения (vdQ_{III}) представлены суглинками.

Под элювиальными грунтами (eQ_{IV}) залегает суглинок палево-жёлтого, желтовато-коричневого, жёлто-бурого цветов, макропористый, твёрдый, маловлажный, с карбонатными включениями. Вскрыт повсеместно. Глубина распространения макропористых суглинков, а также их мощность изменяются в значительных пределах. Подошва этих суглинков зафиксирована на глубинах от 1,5–5,6 до 10,5–14,0 м. В толще просадочных суглинков и непосредственно под ними, залегает почва суглинистая (погребённая) в виде выдержанного слоя или же в виде отдельных прослоев. Мощность макропористых суглинков изменяется от 5,9 м до 13,2 м с учётом прослоев погребённой почвы.

Под макропористыми (просадочными) грунтами залегает мощная толща суглинков жёлто-бурого, буровато-жёлтого цветов, твёрдой, полутвёрдой, тугопластичной и мягкопластичной консистенции, с карбонатными включениями, с вкраплениями марганца.

Твёрдые и полутвёрдые разности занимают преобладающее положение в геологическом разрезе, тугопластичные суглинки отмечаются реже, а мягкопластичная разновидность характеризуется фрагментарным распространением в толще отложений, мощность прослоев составляет 0,5–3,5 м. Мощность тугопластичных суглинков изменяется в пределах 0,8–5,1 м.

В целом распространение эолово-делювиальных суглинистых отложений верхнеплейстоценового возраста в пределах площадки изысканий отмечено до глубины 19,3–28,4 м. Общая мощность этих отложений составляет 18,5–27,6 м.

Элювиальные отложения (eQ_{III}) представлены почвой суглинистой (погребённой) коричневого цвета, твёрдой, с карбонатными включениями. Залегает под макропористыми суглинками, либо прослоем в них в интервалах глубин от 1,5–6,2 до 6,3–12,0 м. Мощность её изменяется от 0,5 м до 3,4 м.

Эолово-делювиальные среднеплейстоценовые отложения (vdQ_{II}) представлены суглинками жёлто-бурого, серовато-бурого цветов, твёрдой и тугопластичной консистенции, с карбонатными включениями, вкраплениями гидроокислов железа и марганца.

Залегают под эолово-делювиальными верхнеплейстоценовыми суглинистыми отложениями с глубины 19,3–28,4 м до разведанной глубины 40,0 м.

Вскрытая мощность суглинков пылеватых твёрдой консистенции изменяется в широких пределах от 1,8 до 15,5 м. Мощность суглинков песчаных тугопластичной консистенции от 1,0 до 15,4 м.

Гидрогеологические условия

Гидрогеологические условия участка изысканий характеризуются наличием одного водоносного горизонта.

Воды описываемого горизонта безнапорные.

Водовмещающими породами являются эолово-делювиальные отложения четвертичного возраста.

Питание водоносного горизонта идет за счёт атмосферных осадков, разгрузка происходит в сторону р. Кубань. Режим подземных вод – террасовый, ненарушенный.

На момент проведения инженерно-геологических изысканий установившийся уровень подземных вод был зафиксирован в интервале глубин 13,7–15,6 м, что соответствует абсолютным отметкам 85,69–86,62 м.

Прогнозный уровень подземных вод, исходя из анализа архивных отчётов, следует ожидать на 1,5 м выше установившегося, что будет соответствовать абсолютным отметкам 87,19–88,12 м.

Расчётные значения содержания компонентов, степень агрессивности подземных вод к строительным конструкциям приведены по данным лабораторных исследований. Согласно СНиП 2.03.11-85, подземные воды по всем показателям неагрессивны по отношению к бетону на любом из цементов, отвечающих требованиям ГОСТ 10178-76 и ГОСТ 22266-76.

Согласно результатам химического анализа подземных вод среднее значение содержания сульфатов составляет 945,86 мг/л. Максимальное значение составляет 1061,93 мг/л. Степень агрессивного воздействия жидкой неорганической среды для площадки изысканий приводится по максимальному значению.

В соответствии с СНиП 2.03.11-85, степень агрессивного воздействия подземных вод по содержанию сульфатов, при содержании ионов HCO_3^- свыше 6,0 мг-экв./л ($\text{HCO}_3^- = 8,56$ мг-экв./л), является слабоагрессивной на бетон марки W₄ по водонепроницаемости. Для бетона марки по водонепроницаемости W₆ и W₈ подземные воды неагрессивны.

Согласно СНиП 2.03.11-85 (с учётом примечания 2, Cl⁻ = 259,46 мг/кг) подземные воды по содержанию хлоридов неагрессивны при постоянном погружении и слабоагрессивны при периодическом смачивании к арматуре железобетонных конструкций.

Согласно СНиП 2.03.11-85 подземные воды среднеагрессивны по отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50 °С и скорости движения до 1 м/с.

На основании СНиП 2.03.11-85 грунты, залегающие ниже уровня подземных вод, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов до 5 г/л ($SO_4^{2-} + Cl^- = 1,0$ г/л) среднеагрессивные по отношению к конструкциям из углеродистой стали при pH свыше 5 (pH = 7,0) и среднегодовой температуре свыше 6 °С.

Согласно ГОСТ 9.602-2005 ЕСЗКС коррозионная агрессивность подземных вод к свинцовой оболочке кабеля:

- по значению pH – низкая;
- по органическому веществу – низкая;
- по содержанию нитратоидов – средняя;
- по показателю общей жесткости – низкая.

Согласно ГОСТ 9.602-2005 ЕСЗКС коррозионная агрессивность подземных вод к алюминиевой оболочке кабеля:

- по значению pH – низкая;
- по хлор-иону – средняя;
- по ион-железу – низкая.

Физико-механические свойства грунтов

Лабораторные исследования грунтов выполнены по действующим ГОСТам. Были проанализированы: показатели физико-механических свойств дисперсных грунтов, содержание органических веществ в пробах, проведена статическая обработка физико-механических свойств грунтов и гранулометрического состава, а также определён гранулометрический состав грунтов.

Согласно классификации ГОСТ 25100-95 в пределах исследуемого участка распространены:

- класс – дисперсные грунты;
- группа – связные;
- подгруппа – осадочные;
- тип – минеральные;
- вид – глинистые;
- разновидности – суглинки.

На основании материалов полевых и лабораторных исследований физико-механических свойств грунтов на исследуемой территории согласно ГОСТ 20522-96 и в соответствии с классификацией грунтов по ГОСТ 25100-95 выделено 10 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

ИГЭ-1 (еQ_{IV}) – почва суглинистая, тяжёлая пылеватая, твёрдая, просадочная, с примесью органических веществ. Подлежит срезке для последующей рекультивации.

ИГЭ-2 (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, твёрдый, просадочный, незасоленный.

ИГЭ-3 (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, твёрдый, просадочный, незасоленный.

ИГЭ-4 (еQ_{III}) – почва суглинистая, лёгкая пылеватая, твёрдая (погребённая).

ИГЭ-5 (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, твёрдый, непросадочный.

ИГЭ-6 (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, полутвёрдый, непросадочный.

ИГЭ-6а (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, тугопластичный.

ИГЭ-6б (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, мягкопластичный.

ИГЭ-7 (vdQ_{II}) – суглинок лёгкий пылеватый, твёрдый.

ИГЭ-8 (vdQ_{II}) – суглинок лёгкий песчанистый, тугопластичный.

Для ИГЭ-2 и ИГЭ-3 определялось сопротивление грунта срезу по трём схемам: консолидированный в водонасыщенном состоянии, неконсолидированный в водонасыщенном состоянии и неконсолидированный при природной влажности. Также для грунтов ИГЭ-2 и ИГЭ-3 определялось сопротивление грунта срезу при максимальной плотности и оптимальной влажности. Для ИГЭ-2 среднее значение сцепления $c = 0,043$ МПа, угла внутреннего трения $\varphi = 21^\circ$. Для ИГЭ-3 среднее значение сцепления $c = 0,043$ МПа, угла внутреннего трения $\varphi = 22^\circ$.

Компрессионные модули деформации получены по результатам компрессионных испытаний, проведённых в грунтоведческой лаборатории согласно ГОСТ 12248-96.

Специфические грунты

Согласно СП 11-105-97, часть III, к специфическим грунтам в пределах площадки изысканий относятся просадочные грунты: ИГЭ-1, ИГЭ-2 и ИГЭ-3.

Просадочные грунты в пределах участка изысканий распространены повсеместно с поверхности и до глубины 1,5–14,0 м. Мощность просадочной толщи колеблется от 6,8 м до 14,0 м (с учётом прослоев погребённой почвы).

ИГЭ-1 (eQ_{IV}) – почва суглинистая, тяжёлая пылеватая, твёрдая, просадочная, с примесью органических веществ. Подлежит срезке для последующей рекультивации.

ИГЭ-2 (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, твёрдый, просадочный, незасоленный.

ИГЭ-3 (vdQ_{III}) – суглинок лёгкий пылеватый, твёрдый, просадочный, незасоленный.

Для ИГЭ-1 относительная деформация просадочности составляет 0,101 доли ед.

Для ИГЭ-2 относительная деформация просадочности составляет 0,045 доли ед.

Для ИГЭ-3 относительная деформация просадочности составляет 0,032 доли ед.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 0,0–2,0 м составляет 40 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 2,0–3,0 м составляет 70 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 3,0–4,0 м составляет 115 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 4,0–5,0 м составляет 80 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 5,0–6,0 м составляет 80 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 6,0–7,0 м составляет 70 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 7,0–8,0 м составляет 125 кПа.

Начальное просадочное давление в интервале глубин 8,0–10,0 м составляет 125 кПа.

Начальное просадочное давление при глубине более 10,0 м составляет 150 кПа.

В пределах площадки изысканий получили распространение участки с различными типами грунтовых условий по просадочности (I и II типа).

Геологические и инженерно-геологические процессы

Основным инженерно-геологическим процессом, осложняющим строительство, на данной территории является высокая сейсмичность района.

Сейсмичность площадки изысканий приводится по СП 14.13330.2011. Фоновая сейсмичность ближайшего населённого пункта (г. Усть-Лабинск) согласно картам ОСР – 97 А, В, С составляет:

7 баллов – по картам А и В;

8 баллов – по карте С.

Согласно таблице 1 СП 14.13330.2011 грунты ИГЭ-1, 2, 3 и 6б относятся к III-ей категории по сейсмическим свойствам; грунты ИГЭ-4, 5, 6, 6а, 7, 8 – ко II-ой категории.

По результатам геофизических изысканий по сейсмическому микрорайонированию, анализа всего комплекса данных (инженерно-геологических, инструментальных геофизических исследований, а также специальных расчётов количественных характеристик сейсмических воздействий) с учётом исходной сейсмичности, определённой по карте ОСР-97В, площадка характеризуется сейсмической интенсивностью 8 баллов.

Уточнённая расчётная сейсмичность площадки компрессорной станции «Кубанская» с учётом уровня ответственности сооружений – 8 баллов.

По приложению Б СНиП 22-01-95 категория опасности землетрясений оценивается как весьма опасная.

Опасные инженерно-геологические процессы не выявлены.

Характеристика сооружений

На площадке строительства компрессорной станции «Кубанская» возведены следующие объекты:

- установка подготовки газа;
- газоперекачивающие агрегаты (4 ед.);
- производственно-энергетический блок (ПЭБ);
- автоматизированная дизельная электростанция (АДЭС);
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ);

- площадка для передвижной азотной станции;
 - установка термического обезвреживания;
 - резервуар для дизельного топлива $V = 25 \text{ м}^3$;
 - ёмкость аварийного слива топлива $V = 3 \text{ м}^3$;
 - насосная станция противопожарного водоснабжения;
 - 2 резервуара противопожарного запаса воды $V = 300 \text{ м}^3$;
 - проходная с узлом связи;
 - склад для хранения баллонов;
 - очистные сооружения сточных вод;
 - ремонтно-механическая мастерская со складом резервных двигателей, а также некоторые другие хозяйственные и вспомогательные сооружения.
- По ГОСТ 27751-88 уровень ответственности сооружений нормальный (II) и повышенный (I).

Цель и задачи инженерных изысканий

Целями и задачами инженерных изысканий является комплексное изучение инженерно-геологических условий площадки (рельеф, геологическое строение, гидрогеологические условия, состав, состояния и свойства грунтов, геологические и инженерно-геологические процессы) с целью получения необходимых и достаточных материалов для разработки проекта строительства сооружений компрессорной станции.

Виды и объёмы полевых инженерно-геологических работ

Полевые работы выполняются в соответствии с действующими нормативными документами. Ниже в таблице 1 приводятся виды и объёмы полевых работ.

Таблица 1 – Виды и объём проводимых полевых работ

№№ n/n	Вид и методика работ	Кат.	Ед. изм.	Объём, м	Общий объём	Всего скважин		
1	Колонковое бурение скважин диаметром свыше 160 мм глубиной свыше 15 м до 25 м	II	п.м	10	60	3		
		III		20				
		IV		30				
2	Колонковое бурение скважин диаметром свыше 160 мм глубиной свыше 25 м до 50 м	II	п.м	490	3250	86		
		III		1180				
		IV		1580				
3	Гидрогеологические наблюдения при бурении скважин диаметром до 160 мм глубиной свыше 15 до 25 м		п.м	60				
4	Гидрогеологические наблюдения при бурении скважин диаметром до 160 мм глубиной свыше 25 до 50 м		п.м	3250				
5	Крепление скважин при бурении диаметром до 160 мм глубиной до 50 м		п.м	3310				
6	Отбор монолитов из скважин		мон.					
	до 10 м						678	
	свыше 10 м до 20 м						145	
	свыше 20 м до 30 м						34	
	свыше 30 м до 40 м	50						
7	Плановая и высотная привязка скважин с предварительной их разбивкой		скв.	89				

Методика проектируемых работ

Буровые работы

Проходка и расположение горных выработок осуществляется согласно заданию на выполнение инженерных изысканий, техническим характеристикам сооружений, генеральному плану и нормативных документов СП 11-105-97 (ч. I, II, III), СП 14.13330.2011, с учётом ранее выполненных инженерных изысканий.

Технологический режим бурения

Полевые работы на площадке компрессорной станции выполняются в два этапа:

- на первом этапе выполнить бурение скважин №№ 1–39 глубиной 40 м;
- на втором этапе выполнить бурение скважин №№ 40, 44–51, 57, 58, 60–65, 68–70, 73, 74, 76, 77, 80, 81, 84 и 91 глубиной 40 м и скважин №№ 52-55, 66, 67, 71, 72, 75, 78, 79, 82, 83 и 85–90 глубиной 30 м.

Параллельно с работами на площадке КС выполняется бурение трёх скважин глубиной 20 м.

Произведена плановая и высотная привязка буровых скважин с предварительной их разбивкой на местности.

Проходка горных выработок осуществляется механизированным способом – колонковым, с диаметром бурения до 160 мм, следующими буровыми установками: ПБУ-1 и ПБУ-2 на базе ЗИЛ 131. Многоцелевые буровые установки ПБУ-1 и ПБУ-2 с механическим приводом подвижного вращателя предназначены для бурения инженерно-геологических, сейсморазведочных, гидро- и геологоразведочных, а также скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Бурение скважин сопровождается гидрогеологическими наблюдениями, отбором проб грунта нарушенной (пробы) и ненарушенной (монолиты) структуры, проб воды. Пробы воды отбираются пробоотборником с предварительным тартанием в скважине.

Скважины не должны «оставаться» в слабых по несущей способности грунтах: илы, сапропели, торф, заторфованные грунты (раздел 6 СП 11-105-97), рыхлые связные грунты с показателем текучести 0,75 и более.

В ходе документации выработок следует фиксировать все участки оглеения (пятна серого, чёрного и синеватого цвета), включения органических веществ.

Все горные выработки после окончания работ ликвидированы – обратной засыпкой грунтов с трамбовкой с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

Отбор монолитов грунтов

При проходке скважин на площадке компрессорной станции и площадке артскважин производится отбор проб ненарушенной (монолиты) и нарушенной структуры для определения параметров просадочной толщи, типа просадочности и физико-механических свойств грунтов, залегающих ниже просадочной толщи, а также производится отбор проб воды. Опробованию подлежат все геологические скважины в соответствии с ГОСТ 12071-2000.

Особое внимание уделено опробованию «слабых» грунтов (мягко- и текучепластичные, текучие, торфа, илы и др.). При отборе монолитов просадочных грунтов применён минимальный диаметр пробоотборника – 146 мм.

Количество отобранных в процессе изысканий образцов грунта обеспечивает условие статистической обработки результатов и не должно быть менее 10 – для определения показателей физических свойств грунтов, и не менее 6 – для механических свойств по каждому выделенному на площадке слою (СП 50-101-2004 п. 5.3.16).

Отбор, консервация, хранение и транспортирование проб воды для лабораторных исследований осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51592-2000.

Отбор проб воды

Гидрогеологические исследования выполняются на площадке для получения информации о формировании и распространении подземных вод и их влиянии на сооружения, степени их взаимосвязи с поверхностными водами, определения фильтрационных свойств грунтов.

Полевые гидрогеологические исследования выполняются при бурении всех скважин – гидрогеологические наблюдения (замеры появившегося и установившегося уровня). Производится отбор проб воды (не менее 3 из каждого встреченного водоносного горизонта или комплекса) на стандартный химический анализ и коррозионную активность по отношению к алюминиевым и свинцовым оболочкам кабеля.

Лабораторные работы

Лабораторные методы определения показателей свойств грунтов следует использовать для классификации грунтов в соответствии с ГОСТ 25100-95, оценки их состава и физико-механические свойства. Виды и методика лабораторных работ определяется в соответствии с приложениями М и И СП 11-105-97 часть 1.

Количество отобранных в процессе изысканий образцов грунта должно быть не менее 6 для определения показателей механических свойств грунтов или не менее 10 – для определения показателей физических свойств по каждому основному литологическому слою.

Лабораторные исследования по определению химического состава подземных и поверхностных вод, а также водных вытяжек из глинистых грунтов выполняются в целях определения их коррозионной активности по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля, оценки влияния подземных вод на развитие геологических и инженерно-геологических процессов.

Также предусмотрено опробование воды на сокращённый химический анализ. Комплекс лабораторных исследований представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Виды и объёмы работ в комплексе лабораторных исследований

Виды работ	Объём
Полный комплекс физико-механических свойств глинистых грунтов (консолидированный срез с компрессией)	297
Полный комплекс физико-механических свойств грунта (неконсолидированный срез с компрессией)	298
Полный комплекс физико-механических свойств грунта с заданной влажностью (неконсолидированный срез с компрессией)	312
Водонасыщение грунтов перед сдвигом и компрессией	2721
Наблюдение за консолидацией при компрессионных испытаниях по 6-ти точкам	6699
Органические вещества методом прокаливания	36
Гумус по Тюрину	24
Приготовление водной вытяжки	24
Анализ водной вытяжки (засоленность)	24
Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля	15
Коррозионная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля	15
Сокращённый анализ воды	15

Метрологическое обеспечение работ

Метрологическое обеспечение представляет собой установление и использование научных и организационных основ, а также ряда технических средств, норм и правил, нужных для соблюдения принципа единства и требуемой точности измерений.

Государственная метрологическая служба несёт ответственность за обеспечение метрологических измерений в России на межотраслевом уровне, а также проводит контрольные и надзорные мероприятия в области метрологии.

Все измерительные средства должны быть своевременно поверены, иметь поверочные свидетельства. Не допускается производство измерений неисправными приборами и измерительными средствами с просроченной датой поверки.

Инженерно-геологические работы (штамповые испытания)

Испытания грунтов статическими нагрузками проводилось на стадии рабочая документация.

Для определения деформационных характеристик просадочных суглинков были выполнены полевые опытные испытания статическими нагрузками штампом.

Испытания грунтов проводились по схеме «двух кривых» (природной влажности и в замоченном состоянии), на глубинах 2 и 4 м площадью штампа $S = 5000 \text{ см}^2$, на

глубине 6, 8 и 10 м площадью штампа $S = 600 \text{ см}^2$, удельным давлением до 0,5 МПа (при природной влажности). Нагружение штампа осуществлялось при помощи масляного насоса и домкрата, осадка штампа измерялась как среднее арифметическое из показаний трёх прогибомеров.

Лабораторные испытания грунтов производились с соблюдением требований ГОСТ 12536-79, 5180-84, 12248-96, 30416-96.

Просадочные суглинки на глубинах 2, 3 и 4 м испытывались штампом площадью 5000 см^2 (тип установки I). На глубине 3 м было выполнено 3 полевых испытания природной влажности и в замоченном состоянии, на глубинах 2 м и 0 м – по 4 полевых испытания.

Нагрузки на штамп грунта природной влажности передавались ступенями по 0,05 МПа, грунта в замоченном состоянии ступенями по 0,025 МПа. Каждая ступень давления выдерживалась до условной стабилизации деформации грунтов (осадки штампа) в соответствии с п. 5.4.3 ГОСТ 20276-99.

Просадочные суглинки на глубинах 6, 8 и 10 м испытывались штампом площадью 600 см^2 (тип установки III). На глубинах 8 и 10 м было выполнено по 3 полевых испытания природной влажности и в замоченном состоянии, на глубине 6 м – по 3 полевых испытания.

По результатам штамповых испытаний для ИГЭ-2 и ИГЭ-3 был принят корректирующий коэффициент m_k :

- для ИГЭ-2 $m_k = 2,1$ при естественной влажности; $m_k = 1,4$ при полном водонасыщении;
- для ИГЭ-3 $m_k = 1,6$ при естественной влажности; $m_k = 1,4$ при полном водонасыщении.

О возможных количественных показателях и качественных признаках критерия длительной устойчивости грунтовых массивов и безопасной эксплуатации земляных сооружений

Под критерием безопасной эксплуатации понимаются установленные с учётом классности сооружений количественные показатели и качественные признаки, характеризующие безопасность сооружения и безопасность внешней среды при всевозможных режимах эксплуатации и условиях технического обслуживания, ремонта, ввода и вывода грунтового сооружения из эксплуатации. Поэтому при решении инженерных задач об устойчивости грунтовых массивов необходимо отыскивать такие факторы, управляя которыми можно было бы обеспечить длительную устойчивость рассматриваемого объекта.

При различных условиях существуют такие поверхности скольжения, расчётные значения коэффициентов запаса устойчивости для которых меньше либо равны нормативной величине.

Если в качестве расчётных значений физико-механических характеристик грунта приняты те, что получены при испытании грунтовых образцов естественной влажности и с учётом реального уровня грунтовых вод (УГВ), то расчётные значения величины коэффициента запаса устойчивости, вычисленные для любого возможного в данном грунтовом массиве положения поверхности разрушения (скольжения), будут значительно превосходить величину нормативного значения $K = 1,2$.

Если представить, что физико-механические характеристики грунтов, составляющих откос в естественных условиях, выше тех, что установлены в день завершения инженерно-геологических изысканий, а уровни грунтовых вод колеблются во времени незначительно, то можно утверждать, что величина коэффициента запаса устойчивости откоса является функцией уровня грунтовых вод. То есть величина K зависит от объёма той части грунтового массива, что находится ниже уровня грунтовых вод, т.е. в условиях полного водонасыщения.

Для оценки величины количественного показателя критерия безопасной и длительной эксплуатации откоса выполнены расчёты значений коэффициента запаса устойчивости при выполнении следующей последовательности операций.

Сначала для заданных геологических разрезов, построенных по результатам и данным инженерно-геологических и строительных изысканий, с помощью расчётов определены наиболее вероятные поверхности (линии) скольжения, которые имеют наименьшие значения величины коэффициентов запаса устойчивости (рис. 1).

Потом для каждой из НВПС с помощью компьютерных программ найдены численные значения величин коэффициентов запаса устойчивости K четырьмя формализованными в компьютерных программах методами (Богомолова, Бишоп, Цветкова, Янбу) для восьми уровней грунтовых вод, которые теоретически возможны для рассматриваемых инженерно-геологических разрезов (всего рассмотрено 64 варианта).

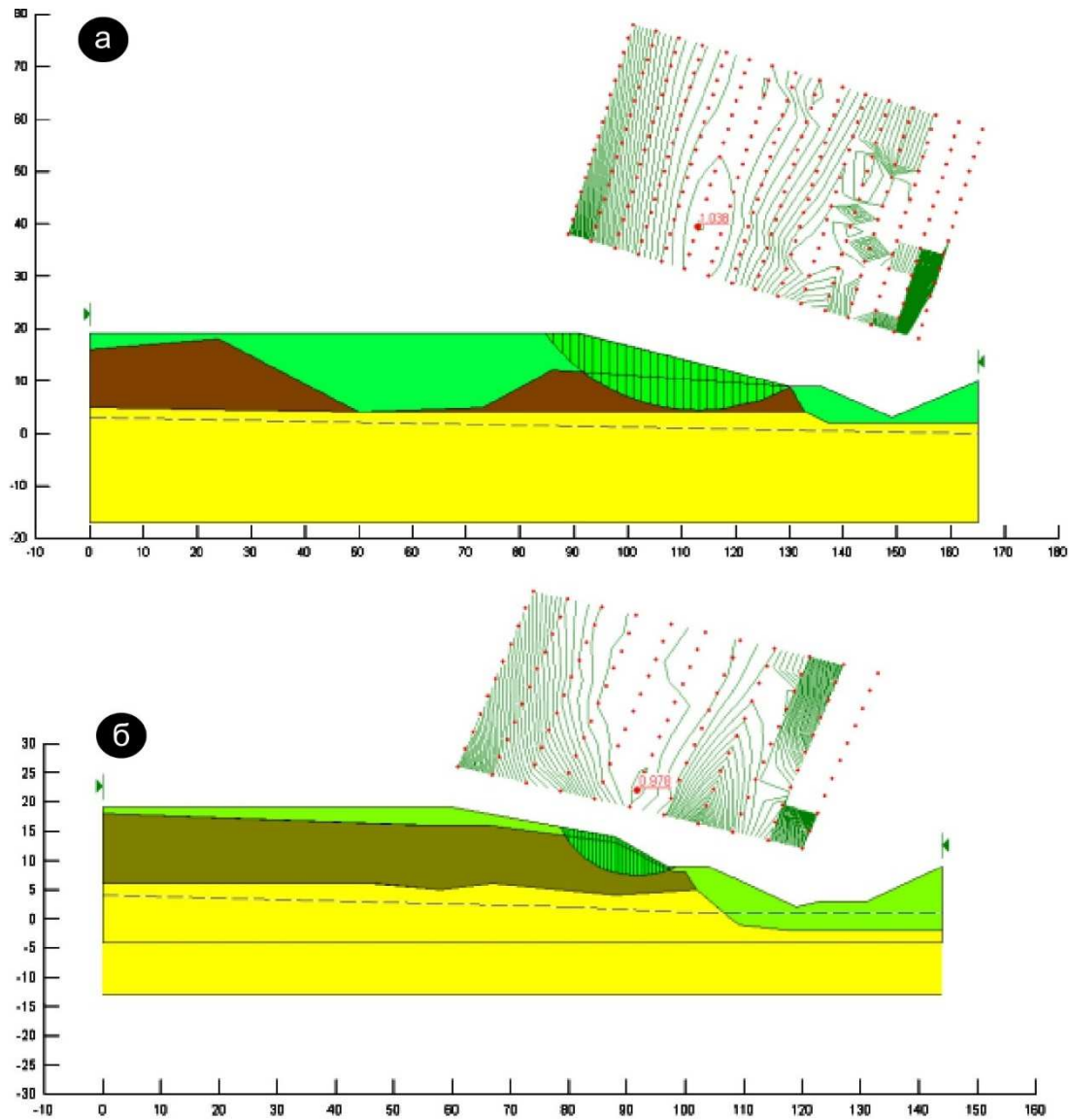


Рисунок 1 – Расчётная схема, сетка центров кривизны, вероятная поверхность скольжения и численное значение коэффициента устойчивости, вычисленное по классическому методу (Бишоп) круглоцилиндрических поверхностей скольжения для разреза I-I (а) и для разреза II-II (б)

В результате обработки и анализа результатов расчётов построены кривые графических зависимостей величины численного значения коэффициента запаса устойчивости грунтового откоса K от высоты уровня подземных вод. Имея в виду отметку уровня нижнего горизонта грунтовых вод и опираясь на полученные графики, можно без труда определить количественный показатель критерия длительной и безопасной эксплуатации (критерия надёжности) – критическую величину значения уровня грунтовых вод, которое соответствует выполнению условия $K = 1$, т.е. условию предельного равновесия.

Литература

1. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2016. – 135 с.

2. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Повышение износостойкости сопряжённых деталей нефтепромыслового и бурового оборудования : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 78 с.
3. Ананьев В.П., Потапов А.Д., Филькин Н.А. Специальная инженерная геология : учебник для вузов. – М. : Высшая школа, 2008. – 263 с.
4. Молоков Л.А. Взаимодействие инженерных сооружений с геологической средой. – М. : Недра, 1988. – 220 с.
5. Солодухин М.А., Архангельский И.В. Справочник техника-геолога по инженерно-геологическим и гидрогеологическим работам. – М. : Недра, 1982. – 288 с.
6. Теличенко В.И. Современные методы инженерных изысканий в строительстве. – М. : МГСУ, 2001. – 178 с.
7. «Расширение мощностей газопровода Россия – Турция на участке Изобильное – Джубга для обеспечения поставок газа в газопровод Джубга – Лазаревское – Сочи» (Строительство КС Кубанская), № 7020.079.001.21. 14.04.01. Стадия ПД. – ЗАО «СевКавТИСИЗ», 2009–2010.
8. Богомолов А.Н., Вихарева О.А., Шиян С.И. К вопросу о минимальных значениях коэффициента бокового давления грунтов // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета; Серия: Строительство и архитектура. – 2007. – № 7. – С. 6–10.
9. Богомолов А.А. [и др.]. Некоторые новые характеристики процесса развития областей пластических деформаций в однородном связном основании заглубленного фундамента // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета; Серия: Строительство и архитектура. – 2008. – № 9 (28). – С. 12–16.
10. Богомолов А.Н., Богомолова О.А., Шиян С.И. О двух критериях устойчивости грунтовых откосов и склонов // Материалы Всероссийского семинара-совещания зав. каф. «Строительное производство» и Международной научно-практической конференции «Современные технологии в строительстве. Теория и практика», посвященной 50-летию строительного факультета ПГТУ (22–23 сентября 2009 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство ПГТУ, 2009. – С. 54–58.
11. Богомолов А.Н. [и др.]. Назначение коэффициентов запаса при расчете грунтовых откосов и оснований сооружений на устойчивость // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета; Серия: Строительство и архитектура. – 2010. – № 19 (38). – С. 39–43.
12. Зиянгиров А.Г., Мухамедьянов Т.И., Павлюченко В.И. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 62–64.
13. Зотов Н.И., Абакумова В.В. Проектирование, строительство и эксплуатация систем трубопроводного транспорта на подрабатываемых территориях // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 65–67.
14. Кодаш А.С. Седиментологический анализ коллекторов нижнемеловых отложений Западного Предкавказья // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 88–93.
15. Королёв В.С. [и др.]. Блочно-комплектная компрессорная станция для газовой промышленности // Компрессорная техника и пневматика. – 2009. – № 2. – С. 2–7.
16. Кусов Г.В., Савенок О.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 8–12.
18. 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. – № 7/2016. – С. 64–68.
19. 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.
20. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Оценка и пути повышения надёжности систем автоматизации и контроля нефтегазодобычи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 1. – С. 127–132.
21. Шиян С.И., Богомолов А.Н., Вихарева О.А. К вопросу о минимальных значениях коэффициента бокового давления грунтов // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Естественные науки. – 2007. – № 6. – С. 110–114.
22. Богомолов А.Н. [и др.]. Устойчивость (Напряжённо-деформированное состояние). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009613499 от 30 июня 2009 года. Заявка № 2009612297 от 19 мая 2009 года.

References

1. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of oilfield equipment on ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2016. – 135 p.
2. Aliev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Increase of wear resistance of conjugated details of oilfield and drilling equipment: a training manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 78 p.
3. Anan'ev V.P., Potapov A.D., Filkin N.A. Special engineering geology : a textbook for universities. – M. : Higher School, 2008. – 263 p.
4. Molokov L.A. Interaction of the engineering structures with the geological medium. – M. : Nedra, 1988. – 220 p.
5. Solodukhin M.A., Arkhangel'skiy I.V. Handbook of engineering-geological and hydrogeological works. – M. : Nedra, 1982. – 288 p.
6. Telichenko V.I. Modern methods of engineering investigations in construction. – M. : MGSU, 2001. – 178 p.
7. «Expansion of capacities of the gas pipeline Russia – Turkey in the section Izobilnoye – Dzhubga to provide gas supplies to Dzhubga – Lazarevskoye – Sochi». (Construction of Kubanskaya CS), № 7020.079.001.21. 14.04.01. PD stage. – CJSC SevKavTISIZ, 2009–2010.
8. Bogomolov A.N., Vikhareva O.A., Shiyani S.I. To the question of minimum values of coefficients of lateral pressure of soils // Bulletin of Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering; Series: Construction and architecture. – 2007. – № 7. – P. 6–10.
9. Bogomolov A.A. [et al.]. Some new characteristics of development process of the plastic deformation regions in the homogeneous coherent base of the buried foundation // Vestnik of Volgograd State University of Architecture and Construction; Series: Construction and Architecture. – 2008. – № 9 (28). – P. 12–16.
10. Bogomolov A.N., Bogomolova O.A., Shiyani S.I. About two criteria of the ground slopes and slopes stability // Proc. of All-Russian seminar-meeting of the head of cafe. «Construction production» and International scientific-practical conference «Modern technologies in construction. Theory and Practice» dedicated to the 50th anniversary of the Faculty of Construction of PSTU (22–23 September 2009, Perm). – Perm : PSTU Publishing House, 2009. – P. 54–58.
11. Bogomolov A.N. [et al.]. Assignment of stock factors at calculation of ground slopes and the bases of constructions on stability // Vestnik of Volgograd State Architectural and Construction University; Series: Construction and Architecture. – 2010. – № 19 (38). – P. 39–43.
12. Ziyangirov A.G., Mukhamedjanov T.I., Pavlyuchenko V.I. Perspectives of the mobile compressor units application in the conditions of the final stage of the gas fields development // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 4. – P. 62–64.
13. Zotov N.I., Abakumova V.V. Designing, construction and operation of the pipe-wire transport systems on the secondary territories // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 4. – P. 65–67.
14. Kodash A.S. Sedimentological analysis of the Lower Cretaceous deposits collectors in the West Caucasus // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 88–93.
15. Korolev V.S. [et al.]. Block-component compressor station for the gas industry // Compressor technique and pneumatics. – 2009. – № 2. – P. 2–7.
16. Kusov G.V., Savenok O.V. Justification of the exponential distribution law applicability at reliability estimation of the block automated oilfield equipment // Gornyi Informational and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2016. – № 8. – P. 158–165.
17. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. Selection and justification of the reliability indices of the block automated oil-field equipment // Equipment and technologies for oil and gas complex. – 2016. – № 4. – P. 8–12.
18. Kusov G.V., Bogatyrev V.S., Savenok O.V. Classification of failures and analysis of the technologic oilfield equipment operation in the Far North // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 7/2016. – P. 64–68.
19. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Reliability research of the block automated bath technological installations // Equipment and technologies for oil-and-gas complex. – 2017. – № 1. – P. 47–50.
20. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Estimation and the ways to increase the reliability of the automatic automation systems and the oil-and-gas production control // Gornyi information-analytical bulletin-and-shade (scientific and technical journal). – 2017. – № 1. – P. 127–132.
21. Shiyani S.I., Bogomolov A.N., Vikhareva O.A. To the question of the minimum values of coefficients of the soil side pressure // Bulletin of Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering. Series: Natural sciences. – 2007. – № 6. – P. 110–114.
22. Bogomolov A.N. [et al.]. Stability (Stress-strain state). Certificate of state registration of the program for computer № 2009613499 from June 30, 2009. Application form No. 2009612297 of 19 May 2009.

УДК 622.243.27

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА
ИЗ БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**



**FEASIBILITY STUDY OF THE APPLICATION
OF SIDETRACKING AND DRILLING TECHNOLOGY
OF THE SIDE HOLE FROM THE INACTIVE WELL**

Шиян Станислав Иванович

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

Чуприна Никита Эдуардович

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
kun1620@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена технология резки и бурения бокового ствола из бездействующей скважины. Сделан выбор способа забуривания бокового ствола, описаны компоновка и фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне. Приведены общие требования при работе фрезами для вырезания «окна» в обсадной колонне. Показан выбор места резки второго ствола. Описаны технология установки клина, технология вырезки окна, технология бурения бокового ствола из вырезанного «окна» и технология крепления бокового ствола. Расчёты показывают, что технико-экономический эффект от бурения бокового ствола составляет свыше 290 млн рублей в год.

Ключевые слова: выбор способа забуривания бокового ствола; компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне; фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне; выбор места резки второго ствола; технология установки клина; технология вырезки окна; технология бурения бокового ствола из вырезанного «окна»; технология крепления бокового ствола.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university

Chuprina Nikita Eduardovich

Student training direction
21.03.01 «Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Annotation. The article discusses the technology of sidetracking and drilling a side-track from an idle well. A choice is made of the side-hole drilling method, the layout and cutters for cutting a «window» in the casing are described. General requirements are given when working with milling cutters for cutting a «window» in a casing string. Shown is the location of the second barrel kickoff. The technology of installing a wedge, the technology of cutting a window, the technology of drilling a sidetrack from a cut out «window», and the technology of mounting a sidetrack are described. Calculations show that the technical and economic effect of sidetracking is over 290 million rubles per year.

Keywords: choice of sidetracking method; layout for cutting a «window» in the casing; cutters for cutting a «window» in the casing; choice of the location of the second barrel; wedge installation technology; window clipping technology; side-hole drilling technology from a cut out «window»; sidetrack mounting technology.

Одной из основных задач нефтедобывающего предприятия является увеличение добычи нефти и газа за счёт восстановления бездействующего фонда скважин, который, как правило, составляет около 10–12 % от всего фонда добывающих скважин.

Кроме того, в продуктивных пластах остаётся значительное количество нефти в застойных зонах. Доля трудноизвлекаемых запасов достигает 20 %. Около 30 % остаточных запасов месторождений не могут рентабельно разрабатываться традиционными технологиями.

Аварийные скважины, ликвидированные на месторождениях по различным причинам, а также скважины, находящиеся в консервации, составляют значительную часть

бездействующего фонда. При этом экономическая эффективность их восстановления путём проведения капитального ремонта или других стандартных технологий незначительна и кратковременна.

Одним из эффективных методов восстановления бездействующего фонда скважин является бурение боковых стволов. Практика реализации этого метода свидетельствует о его технико-экономических преимуществах по сравнению с бурением новых скважин, как за счёт меньшей стоимости бурения, так и возможности использования существующей на месторождении системы сбора, транспорта нефти и газа, коммуникаций.

Строительство же новых сооружений требует больших затрат и, как правило, является экономически нецелесообразным. Таким образом, разработка эффективных технологий бурения боковых стволов приобретает особую актуальность и экономическую целесообразность.

Выбор способа забуривания бокового ствола

В настоящее время наибольшее распространение получили следующие два способа (две схемы) забуривания бокового ствола из обсаженной эксплуатационной колонны вертикальной или наклонной скважины:

1) вырезка части обсадной колонны на длину 10–12 м с помощью специального вырезающего устройства (например, УВУ – ВНИИБТ). Далее цементирование ствола на высоту 20–30 м и выше вырезанной части колонны. При необходимости ниже вырезанной части может быть установлен пакер. После ОЗЦ бурение цементного камня компоновкой с отклонителем и зарезание нового ствола в требуемом направлении;

2) вырезка «окна» в обсадной колонне при помощи вырезающих фрез с устанавливаемого клина-отклонителя и последующей резки бокового ствола (БС) скважины с этого клина-отклонителя.

В нашем проекте предполагается бурение бокового ствола по второй схеме.

Основные преимущества способа строительства боковых стволов вырезкой «окна» в обсадной колонне:

- высокая точность ориентирования за счёт того, что направление бурения даётся уже установленным и сориентированным клином-отклонителем (конструкция клинового отклонителя и схема вырезания окна представлены на рисунке 1);
- возможность использования роторного бурения;
- небольшой объём фрезеруемого металла (для 1-го способа резки БС необходимо вырезать не менее 7–10 м обсадной колонны), что ведёт к уменьшению числа спускоподъёмных операций;
- возможность вырезания одновременно нескольких колонн;
- возможность вырезки «окна» в обсадной колонне любой прочности, а также в плохо закреплённых колоннах.

Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне

Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне приведена на рисунке 2. Клин-отклонитель состоит из желоба с отклоняющей плоскостью с углом наклона $2,5^\circ$ и узла фиксации клина-отклонителя в обсадной колонне. Спуск клина-отклонителя в скважину осуществляется на инструменте одновременно со стартовым фрезером. Для осуществления направленной вырезки «окна» в колонне клин-отклонитель ориентируется по азимуту.

При достижении клином-отклонителем забоя силой тяжести бурильного инструмента срезается стопорный штифт в узле фиксации клина-отклонителя. Плашка, перемещаясь по пазам, выходит из узла фиксации и врежется в стенку обсадной колонны. Узел фиксации надёжно расклинивается внутри колонны и удерживает клин-отклонитель от проворота, таким образом, отпадает необходимость цементирования клина-отклонителя. При дальнейшем увеличении нагрузки на клин-отклонитель происходит его отсоединение от стартового фреза. После чего вращением инструмента производится начальное фрезерование обсадной колонны стартовым фрезом и подъём КНБК.

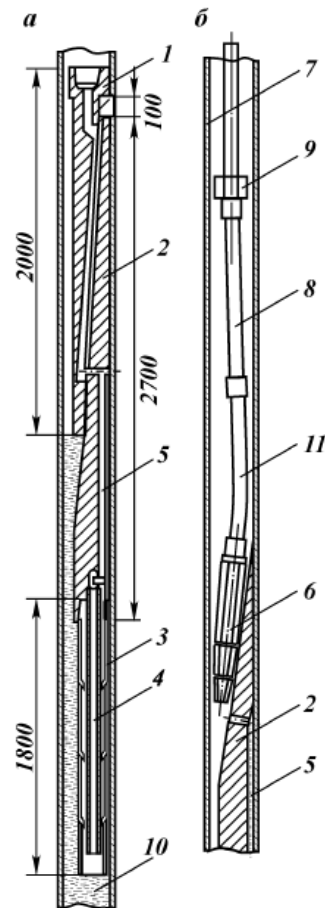


Рисунок 1 – Конструкция клинового отклонителя (а) и схема вырезания окна (б):
 1 – спускной клин; 2 – клин-отклонитель; 3 – хвостовик;
 4 – центральная труба; 5 – канал; 6 – райбер; 7 – обсадная колонна;
 8 – бурильная труба; 9 – центратор; 10 – цементный камень; 11 – УБТ

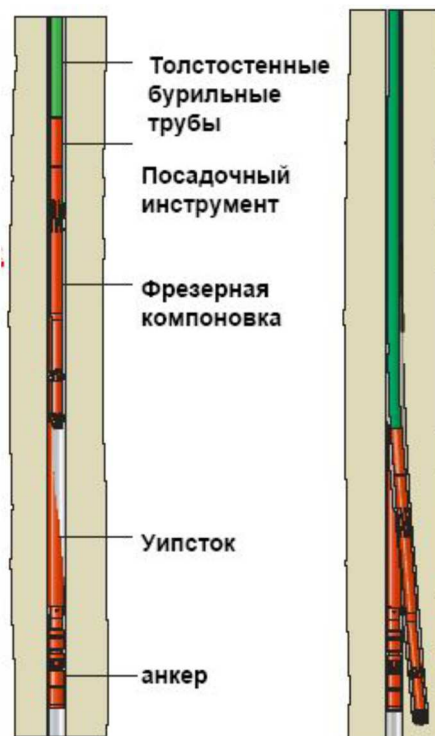


Рисунок 2 – Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне при помощи вырезающих фрез с устанавливаемым клина-отклонителя

Далее с помощью оконного фреза вырезается «окно» в колонне, а затем арбузообразный фрез его калибрует. При выходе фрезерующей компоновки из колонны производится смена компоновки для дальнейшего бурения второго ствола. В новых моделях клиньев-отклонителей (например, серии «П» и «С» ООО «Биттехника») корпус узла фиксации после подготовки клина-отклонителя к работе становится жёстко связанным с желобной частью, а подвижный элемент, служащий для выдвигания расклинивающей плашки, находится внутри этого корпуса и срабатывает только при непосредственной опоре клина-отклонителя на забой. Тем самым исключается преждевременное срабатывание узла фиксации клина-отклонителя при его транспортировке до забоя, которое может произойти из-за разной толщины стенок обсадной колонны или недостаточной подготовки колонны для проведения работ по зарезке БС. Кроме того, клин-отклонитель серии «С» при посадке на забой принудительно изгибается таким образом, что верхняя часть желоба прижимается к одной стороне колонны, а нижняя часть желоба – к другой, что обеспечивает лучшее дальнейшее прохождение инструмента, а также возможность установки данного клина-отклонителя в интервалах с большим углом наклона ствола скважины.

Фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне

Для удобства реализации технологии вырезки «окна» с клина-отклонителя вырезающие фрезы изготавливаются и поставляются в комплекте (рис. 3). Стандартный комплект фрез состоит из стартового фреза, оконного (торцевого) фреза и арбузообразного (калибровочного) фреза. Стартовый фрез предназначен для спуска клина-отклонителя и начального фрезерования «окна», оконный фрез – для непосредственного прорезания «окна» в обсадной колонне, арбузообразный фрез – для калибрования окна.

Подготовка к работе фрез достаточно простая и сводится к внешнему осмотру всех фрез на предмет повреждений режущей поверхности и целостности резьбовых соединений. Затем осуществляется стыковка стартового фреза с клином-отклонителем для спуска его на забой и начального фрезерования. Компоновка в составе оконного и арбузообразного фрез собирается для непосредственного фрезерования «окна» в колонне. В некоторых случаях для улучшения калибрования «окна» в компоновку включают два арбузообразных фреза.



Рисунок 3 – Комплект фрез серии КФ

Общие требования при работе фрезами для вырезания «окна» в обсадной колонне

Вскрытие «окна» необходимо производить, не превышая заданной осевой нагрузки. Значительные осевые нагрузки на райбер приводят к преждевременному выходу его за колонну, и «окно» получается укороченным. Это создаёт условия для

возникновения и концентрации переменных напряжений в теле бурильных труб, особенно в то время, когда в интервале нижней части среза отклоняющегося клина, т.е. на выходе из «окна», находится замковое соединение бурильных труб. Это приводит к довольно быстрому появлению усталости металла и, как следствие, к поломке бурильных труб в утолщённой части.

Поломка бурильных труб в том месте, где конец оставшихся труб находится сразу же за «окном», опасна тем, что в последующем их трудно извлечь. При укороченном «окне» подвергается кольцевым порезам и тело бурильных труб, что снижает их прочность и может привести к аварии. Кроме того, затрудняется пропуск долота за колонну, и долото, как правило, останавливается в «окне» в результате образования «мёртвого» пространства необработанной стенки колонны, возвышающейся над нижним окончанием среза отклоняющегося клина. Обработать эту выступающую часть стенки райберами практически невозможно, и в некоторых случаях приходится вновь спускать клин-отклонитель и повторять работы по вскрытию нового «окна». Во избежание этого над райбером для создания жёсткости рекомендуется устанавливать утяжелённые бурильные трубы соответствующих размеров.

Выбор места зарезки второго ствола

При этом необходимо учитывать следующие условия:

- место зарезки должно находиться между муфтами обсадной колонны;
- место зарезки должно находиться в интервалах устойчивых пород, не склонных к осыпанию;
- в интервале зарезки должно быть наличие цементного кольца;
- в интервале отсутствия второй колонны;
- в интервале, обеспечивающем вскрытие продуктивного горизонта в заданной точке при требуемом отходе и зенитном угле.

Технология установки клина (порядок производства работ)

1. Выбор места установка клина производится по данным геофизических исследований и согласно программе ведения работ.
2. Перед началом работ проверить состояние и исправность бурового оборудования, наличие инструмента согласно спецификации, а также провести инструктаж бригады.
3. Спустить КНБК – долото, скрепер (скребок) на шаблонировку до текущего забоя. Подтвердить текущий забой, по ГИС (локатор муфт) определить место установки клина-отклонителя. Если голова цементного моста не соответствует программе работ, произвести бурение цементного моста до нужной глубины. Обработать скрепером интервал посадки клина-отклонителя. Проскреперовать интервал установки клина-отклонителя (от головы цементного моста и 10-12 м выше – 5 операций), промыть скважину до выхода чистого раствора. Разгрузкой инструмента на 10-15 тонн проверить прочность и качество цементного стакана. Поднять КНБК. Убедиться в том, что мера инструмента выполнена корректно.
4. Промыть скважину полным объёмом, опрессовать, произвести подъём и разборку КНБК.
5. Произвести сборку клина согласно инструкции по сборке клина. Произвести сборку следующей компоновки: клин-отклонитель, стартовый фрез, буровой инструмент. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.
6. Произвести спуск отклоняющей компоновки со скоростью не более 0,25 м/с, не допускать посадки клина более 1 тонны. Произвести спуск на 10 м выше текущего забоя.
7. Произвести расхаживание колонны на длину 5 м для удаления реактивного крутящего момента колонны (удалить скручивание колонны).
8. Спустить компоновку на глубину 2 м над забоем. Восстановить циркуляцию.
9. Произвести ориентирование клина с помощью телесистемы.
10. Нащупать забой, произвести разгрузку до 2,5 тонны, срезать штифт стопорного устройства и зафиксировать (согласно инструкции по клину). Разгрузить инструмент на 8–10 тонн для срезания подвешенного болта (согласно инструкции по клину).

11. После отсоединения стартового фреза поднять инструмент на 0,5 м выше головы клина и зафиксировать глубину спуска.

12. Приступить к фрезерованию колонны ротором. Режим фрезерования: число оборотов ротора 60–90 об./мин., осевая нагрузка 0,5–2 тонны, производительность насоса 6–9 л/с. Пройти интервал не более 0,53 м от верхней точки клина.

13. По окончании фрезерования произвести подъём и разборку КНБК.

Технология вырезки «окна» (порядок производства работ)

1. Перед началом работ проверить состояние и исправность бурового оборудования, наличие инструмента согласно спецификации, а также провести инструктаж бригады.

2. Завести или приготовить раствор в соответствии с программой работ и ГТН. Проводить вырезку технологического «окна» на солевом растворе или любой другой скважинной жидкости, технической воде, на том, что в скважине, установив магнит на виброситах, затем после вырезки уже переводить скважину на буровой раствор. В случае, когда планируется неориентированное бурение, возможен сразу перевод на буровой раствор.

3. Установить улавливающий магнит в приёмнике вибросита. Чистку магнита от металлической стружки производить через 15–20 минут.

4. Собрать вырезающую КНБК (вторая КНБК, первая – стартовый фрез) в следующей последовательности: алмазный фрез или торцевой райбер, обратный клапан, УБТ (или одиночная труба используемого бурового инструмента), сбивной клапан, бурильный инструмент. При сборке КНБК производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

5. Произвести спуск вырезающей КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с, не доходя 15 м до головы клина-отклонителя, скорость спуска ограничить до 0,5 м/с, нащупать место посадки райбера на клин-отклонитель разгрузкой инструмента на 4–5 тонн. Поднять КНБК на 2–3 м, вызвать циркуляцию, произвести выравнивание параметров раствора. Произвести запуск вращения ротора, осуществить спуск КНБК с вращением до места посадки, плавно увеличить осевую нагрузку до величины 2–4 тонны.

6. Произвести фрезерование колонны. Режим фрезерования: производительность насоса 6–10 л/с, осевая нагрузка 2–4 тонны. Длина участка фрезерования 1,5–2,0 м с выходом в породу (в соответствии с программой работ). По окончании фрезерования произвести промывку скважины в течение двух циклов, поднять инструмент для смены КНБК.

7. Собрать расширяющую КНБК (КНБК для обработки и расширения интервала, пройденного вырезающей компоновкой): торцевой райбер с плоским наконечником, арбузный райбер, обратный клапан, УБТ (или одиночная труба используемого бурового инструмента), сбивной клапан, бурильный инструмент. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

8. Произвести спуск расширяющей КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с, не доходя 3–5 м до головы клина-отклонителя, произвести вызов циркуляции и выравнивание раствора. Произвести запуск вращения ротора, осуществить спуск КНБК с вращением до места посадки, плавно увеличить нагрузку до величины 2–4 тонны.

9. Произвести фрезерование окна расширяющей компоновкой. Режим фрезерования: производительность насоса 6–10 л/с, осевая нагрузка 2–4 тонны. Длина участка фрезерования – 1,5–2,0 м с выходом в породу (в соответствии с программой работ). По окончании фрезерования произвести промывку скважины в течение двух циклов, поднять инструмент для смены КНБК.

10. После подъёма КНБК произвести замер диаметра райберов. При потере 2 мм от первоначального диаметра райберов произвести смену райберов и спуск КНБК по п. 11.

11. Собрать расширяющую КНБК (данная КНБК для обработки стенок «окна» и выхода в породу спускается в случае износа райберов более 2 мм от первоначального

диаметра): торцевой райбер, арбузный райбер, обратный клапан, УБТ (или одиночная труба используемого бурового инструмента), сбивной клапан, бурильный инструмент. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале. Далее повторить работы в той же последовательности, как это указано в пунктах 8 и 9.

12. «Окно» в колонне считается полностью вскрытым и обработанным, когда третий райбер (третья КНБК) без вращения инструмента свободно проходит в него, при этом диаметр райбера сохраняется в пределах не более чем на 1 мм меньше номинального диаметра (первоначального диаметра неиспользованного райбера). В противном случае рекомендуется обработать «окно» ещё одним райбером с номинальным диаметром.

13. Смена бурового раствора (если это предусмотрено программой работ) после вырезки окна производится только после согласования с заказчиком.

Технология бурения бокового ствола из вырезанного «окна» (порядок производства работ)

1. Перед началом работ проверить состояние и исправность бурового оборудования, наличие инструмента согласно спецификации, а также провести инструктаж бригады.

2. В случае если это предусмотрено программой работ, завести или приготовить буровой раствор в соответствии с параметрами, заложенными в ГТН и карте поинтервальной обработки.

3. Собрать КНБК для бурения в следующей последовательности: бицентричное долото, ВЗД, обратный клапан, сбивной клапан, бурильные трубы, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, гидравлический ясс, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, бурильные трубы. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

4. Произвести спуск собранной КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с в обсадной колонне, не доходя 10 м до вырезанного в обсадной колонне «окна», скорость спуска ограничить до 0,1 м/с.

5. Произвести бурение прямолинейного участка скважины (согласно программы работ). Режим бурения: приработать долото «с навеса» (при минимальной осевой нагрузке) в течение 20–25 мин., после чего плавно довести нагрузку на долото до 3–5 тонн при расходе 8–10 л/с. По окончании бурения произвести промывку скважины в течение двух циклов, привести параметры раствора согласно КПО и ГТН, поднять инструмент для смены КНБК.

6. Собрать КНБК для наклонно-направленного ориентированного бурения в следующей последовательности: бицентричное долото, ВЗД с установленным заданным углом перекоса, телесистема, обратный клапан, сбивной клапан, бурильные трубы, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, гидравлический ясс, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, бурильные трубы. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

7. Произвести спуск собранной КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с в обсадной колонне, не доходя 10 м до вырезанного в обсадной колонне «окна», скорость спуска ограничить до 0,1 м/с. При спуске в обсадной колонне не допускается вращение бицентричного долота. После выхода из «окна» скорость спуска в открытом стволе ограничить до 0,4 м/с.

8. Произвести ориентированное бурение скважины согласно заданных параметров. Режим бурения: приработать долото «с навеса» (при минимальной осевой нагрузке) в течение 20–25 мин., после чего плавно довести нагрузку на долото до 3–5 тонн при расходе 8–10 л/с. По окончании бурения произвести промывку скважины в течение двух циклов, привести параметры раствора согласно КПО и ГТН, поднять инструмент.

Технология крепления бокового ствола (порядок производства работ)

1. Произвести комплекс ГИС.
2. Подготовить, завезти на куст оборудование на спуск, согласно перечню. Завести и уложить в порядке спуска обсадные трубы, опрессованные на соответствующее давление, в том числе дополнительное количество (с учётом 3 % запаса отбраковки). Проверить акт и ведомость на подготовку труб, подлежащих спуску.
3. Проверить состояние фундаментов, оснований и других механизмов БУ. Проверить центровку БУ. Проверить техническое состояние силовых приводов насоса, контрольно-измерительной аппаратуры. Составить акт о готовности БУ к спуску хвостовика и креплению скважины, при выявлении дефектов или неисправностей их необходимо устранить до начала работ. Спускоподъёмное оборудование должно соответствовать типоразмеру труб, весу хвостовика и не иметь повреждений.
4. Провести инструктаж бригады по безопасному спуску хвостовика и технологическим особенностям производимых работ, назначить ответственного за шаблон с росписью в буровом журнале.
5. Подготовить технологическую оснастку хвостовика. До начала спуска необходимо уточнить глубины установки башмака и элементов технологической оснастки.
6. Собрать КНБК: долото, УБТ, обратный клапан, бурильная труба, шаровой (опрессовочный) переводник, сбивной клапан, бурильные трубы. Спустить и произвести калибровку (шаблонирование) скважины. Произвести промывку в течение двух циклов. Произвести опрессовку допускных бурильных труб на максимальное давление опрессовки подвески хвостовика. При подъёме произвести взвешивание инструмента (зафиксировать по индикатору веса нагрузку на крюке, создаваемую той частью бурильной колонны, которая будет использоваться при спуске хвостовика и его подвешивания). Прошаблонировать бурильные трубы шаблоном соответствующего диаметра. Допускную бурильную колонну установить за отдельный «палец» и уточнить длину.
7. Составить акт о готовности скважины к спуску хвостовика.
8. Производить сборку оснастки для спуска хвостовика и хвостовика в присутствии представителя заказчика по плану, согласованному с заказчиком. При нахождении на буровой представителя фирмы-изготовителя оснастки затягивание резьбовых соединений элементов оснастки производить под его руководством, согласно инструкции по сборке. Промежуточную промывку производить перед открытым стволом. При сборке оснастки и хвостовика применять резьбоуплотнительную смазку.
9. Производить спуск хвостовика на инструменте по плану, скорость спуска в эксплуатационной колонне 0,5 м/с, в открытом стволе 0,3 м/с. Промыть скважину, сдать скважину для заливки по акту.
10. Цементирование хвостовика производить по отдельному плану, согласованному с заказчиком.
11. По окончании продавки цементного раствора произвести отсоединение посадочного инструмента. Осуществить вымыв («срезку») цементного раствора над разъединительным устройством. Поднять инструмент из скважины.
12. Собрать КНБК: долото, ВЗД, обратный клапан, бурильная труба, сбивной клапан, СБТ или НКТ (согласно соответствующих проходному диаметру подвески и «хвостовика»). Спустить инструмент в скважину, скорость спуска 0,5 м/с. С глубины 10 м выше головы хвостовика производить спуск с промывкой, производительность 4–5 л/с, скорость спуска 0,1 м/с. С промывкой войти в хвостовик на две трубы и промыться в течение цикла. Поднять инструмент из скважины.
13. Спустить в скважину «перо» на СБТ/НКТ (согласно проходному диаметру «хвостовика») до искусственного забоя. Промыться (промывка обратная) до выхода чистой технической воды. Опрессовать скважину на избыточное давление. В случае негерметичности дальнейшие работы согласовать с заказчиком и производить по дополнительному плану.
14. Произвести запись ГИС.
15. Произвести работы по вызову притока согласно плана работ.
16. Спустить подземное оборудование в скважину согласно плана работ.

17. Смонтировать ФА, опрессовать ФА, сдать скважину по акту заказчику.

Комплект инструмента и технологической оснастки для спуска, подвески и цементирования потайных обсадных колонн (хвостовиков) Ø 101,6 и 114 мм представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Комплект инструмента и технологической оснастки для спуска, подвески и цементирования потайных обсадных колонн (хвостовиков) Ø 101,6 и 114 мм

Технико-экономический эффект

За базисный вариант сравнения принят вариант бурения вертикальной скважины. Технико-экономический эффект от зарезки и бурения бокового ствола обеспечивается за счёт:

- 1) сокращения эксплуатационных затрат (в т.ч. долот, химреагентов, материалов) на бурение скважины;
- 2) ускорения буровых работ;
- 3) получения дополнительного объёма нефти для её реализации.

Выводы по расчёту технико-экономического эффекта сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Выводы по расчёту технико-экономического эффекта

Показатели	Базисный вариант (бурение ВС)	По проекту (зарезка и бурение БС)
Материалы и химреагенты, кг/м	75,72	11,04
Долота, шт.	27	9
Обсадные трубы, м	6240	689
Нормативное время на бурение и крепление, час (ст.-мес.)	2426,4 (3,370)	1231,4 (1,710)
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3710 / 3,370 = 1101	3771 / 1,71 = 2205
Среднесуточный дебит, тонн/сут.	12,5	49,8

Выводы

Боковой ствол бурится с целью ввода скважины в эксплуатационный фонд. В качестве сравнения с бурением бокового ствола была выбрана вертикальная скважина. Как показали расчёты, преимущество бурения бокового ствола обусловлено сокращением эксплуатационных затрат на бурение скважины, ускорением буровых работ и получением дополнительного объёма добычи нефти на 13614,5 тонн в год. Технико-экономический эффект от бурения бокового ствола составляет свыше 290 млн рублей в год.

Литература

1. Басарыгин Ю.М. [и др.]. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
2. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
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. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4 томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
9. Калинин А.Г. [и др.]. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство «Недра», 1997. – 648 с.
10. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
11. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
12. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.
13. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
14. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
15. Савенок О.В. [и др.]. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.

References

1. Basarygin Y.M. [et al.]. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house «Nedra», 2000. – 262 p.
2. Bulatov A.I., Proselkov E.Yu., Proselkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : reference manual. – Krasnodar : Sovetskaya Kuban Publishing House, 2008. – 419 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
9. Kalinin A.G. [et al.]. Drilling of the inclined and horizontal wells : a reference book / under edition of A.G. Kalinin. – M. : «Nedra» Publishing House, 1997. – 648 p.
10. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational safety and health at drilling and exploitation of oil and gas wells : a training manual. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2016. – 290 p.
11. Dobrochasov A.I., Popova Z.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions for increasing the efficiency of the horizontal sidetrack drilling in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
12. Yelovykh P.F., Neskromnykh V.V. Analysis and perfection of technology of drilling of new directions in an open wellbore with support on an artificial bottom // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 85–92.
13. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of the Samburg oil-gas-condensate field development. Peculiarities of the sidetracking // Nauka. Techni-ca. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
14. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as a method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
15. Savenok O.V. [et al.]. Estimation of prospects of the lateral horizontal boreholes drilling and improvement of the development system at the Turney object of Chernovskoye oil field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.

УДК: 621.22

МЕТОДИКА РАСЧЕТА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА УСТАЛОСТЬ ◆◆◆◆ WELDED CALCULATION PROCEDURE FATIGUE COMPOUNDS

Намазова Гюльнара Иzzатуллаевна
докторант, научный сотрудник,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
Rahimova_mahluqa@mail.ru

Аннотация. Детали машин рассчитываются по методу допускаемых напряжений, элементы строительных конструкций – по методу предельных состояний.

Анализируя эксплуатационную, конструкционную и технологическую нагруженность сварных узлов отдельных оснований, можно заключить, что часть сварных узлов отдельных оснований воспринимают только сжимающие переменные напряжения и определяющим для них могут явиться обычные расчеты на статическую прочность, другие же сварные узлы находятся в условиях асимметричного переменного растяжения изгиба и кручения.

Ключевые слова: детали машин, напряжения, сварных соединений, гидротехнических сооружениях, усталость, коэффициент, прочность.

Namazova Gulnara Izzatullaevna
Doctoral student, researcher,
Azerbaijani state oil and industry university
Rahimova_mahluqa@mail.ru

Annotation. Machine parts are calculated by the method of permissible stresses, elements of building structures – by the method of limit states.

Analyzing the operational, structural and technological loading of the welded units of individual bases, we can conclude that some of the welded units of individual bases are perceived only by compressive alternating stresses and the usual calculations for static strength can be decisive for them, while other welded units are under conditions of asymmetric alternating bending and torsion.

Keywords: machine parts, stresses, welded joints, hydraulic structures, fatigue, coefficient, strength.

Введение

При расчете деталей машин на прочность и определении несущей способности элементов строительных конструкций проверка сварных соединений на усталость выполняется по номинальным напряжениям и сводится к установлению неравенства $N < R$, где N – расчетное воздействие внешних переменных нагрузок; R – расчетная несущая способность сварного соединения по условиям усталости.

Это общее исходное положение не исключает, однако, различий в методиках расчета соединений на усталость. Принятые в отдельных отраслях машиностроения и строительства методики расчета отличаются не только формой, но и подходами к установлению N и R в части использования вероятностных аспектов их оценки, а также учета нестационарности нагружения, влияния асимметрии цикла, остаточной напряженности, стадийности развития усталостных трещин и т.д. Дополнительные отличия связаны с особенностями расчетных методов, установившихся в машиностроении, нефтяной промышленности и при строительстве морских гидротехнических сооружениях. Детали машин рассчитываются по методу допускаемых напряжений, элементы строительных конструкций – по методу предельных состояний.

Для деталей машин типичным является метод расчета, рекомендуемый нормами проектирования и изготовления локомотивных тележек. Расчет производится исходя из условий работы сварных рам тележек без усталостных повреждений в течение всего срока службы локомотива (20–30 лет). Выносливость конструкции оценивается величиной запаса прочности:

$$n = \frac{\sigma_{-1}}{k\sigma_v + \psi\sigma_m} \geq 2,0, \quad (1)$$

где n – запас прочности; σ_{-1} – предел выносливости стандартного образца при симметричном цикле; σ_m – среднее напряжение цикла; σ_v – амплитуда напряжения цикла;

$$n = \frac{\sigma_{-1}}{k\sigma_v + \psi\sigma_m} \geq 2,0 \text{ — коэффициент, учитывающий влияние асимметрии цикла;}$$

k – эффективный коэффициент, учитывающий пониженную сопротивляемость детали усталостному разрушению.

Амплитуда σ_v , устанавливается по результатам обработки осциллографических записей действующих в раме переменных напряжений. Расчетная величина σ_v , находится либо путем выборки максимальных размахов, либо в результате статистической обработки осциллограмм по методу размахов. В последнем случае расчетная величина амплитуды принимается равной:

$$\sigma_v = \bar{\sigma}_v + 3S_v, \quad (2)$$

где $\bar{\sigma}_v$ – статистическая средняя величина амплитуда; S_v – среднее квадратичное отклонение амплитуды.

Эффективный коэффициент K рекомендуется устанавливать на основании стендовых испытаний или же путем оценки степени влияния отдельных факторов, ее определяющих:

$$K = \beta_k \frac{k_1 k_2}{\gamma \cdot m} \eta, \quad (3)$$

где β_k – эффективный коэффициент концентрации напряжений; k_1 – коэффициент, учитывающий неоднородность материала; k_2 – коэффициент, учитывающий внутренние напряжения в материале детали; m – коэффициент, учитывающий состояние поверхности детали; γ – коэффициент, учитывающий влияние масштабного фактора; η – эффективный коэффициент, учитывающий влияние возможного отклонения от установленной технологии.

Для ориентировочного выбора коэффициента K и оценки использования сварных соединений допускается определять его величину исходя из приводимых в справочной литературе эффективных коэффициентов концентрации напряжений K_σ , используя при этом следующую зависимость:

$$K = \frac{K_\sigma}{\xi}, \quad (4)$$

где ξ – коэффициент пропорциональности, для основных балок рамы, его принимают равным 0,5–0,6.

Рекомендуемая методика согласуется с общими формой расчетов на усталость деталей машин [1–2]. Вместе с тем очевидно, что для расчета сварных соединений с высокими остаточными напряжениями она требует некоторых уточнений.

Формула (1) для подсчета коэффициента запаса прочности получена исходя из схематизированной диаграммы σ_m , σ_{\max} (рис. 1) в предположении постоянства отношения: $K = \frac{K_\sigma}{\xi}$ без учета влияния остаточных напряжений.

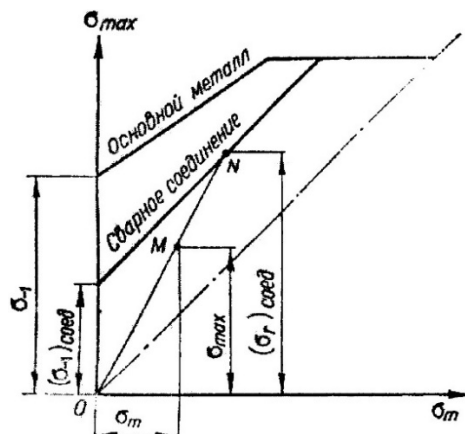


Рисунок 1 – Схема к определению запасов прочности сварного соединения с высокими остаточными напряжениями: штрихами обозначены текущие координаты

Когда в районе сварного соединения действуют значительные остаточные напряжения, более обосновано исходить из того, что величина $(\sigma_a)_{\text{соед}}$ постоянна. В этом случае уравнение линии предельных напряжений сварного соединения принимает вид:

$$K = \frac{K_\sigma}{\xi}, \quad (5)$$

где $(\sigma_a)_{\text{соед}}$ – предел выносливости сварного соединения при асимметричном цикле; σ_m – среднее напряжение цикла; K_σ – эффективный коэффициент концентрации напряжений, штрихами обозначены текущие координаты.

Если заданное напряженное состояние выражается точкой M с координатами σ_m, σ_{\max} то предельное напряжение сварного соединения при простом нагружении, а также искомый запас прочности n наиболее просто определяется путем совместного решения уравнений для линии предельных напряжений и луча ON . Поскольку уравнение для ON имеет вид:

$$\sigma'_m = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_m} \sigma'_m \quad (6)$$

и для точки N :

$$\sigma'_m = (\sigma'_r)_{\text{соед}} = (\sigma_r)_{\text{соед}}, \quad (7)$$

совместное решение уравнений (4) и (5) дает:

$$(\sigma_r)_{\text{соед}} = \frac{(\sigma_r)_{\text{соед}} \sigma_m}{\sigma_{\max}} + \frac{\sigma_{-1}}{K_\sigma}. \quad (8)$$

Отсюда:

$$(\sigma_r)_{\text{соед}} = \frac{\sigma_{\max} \sigma_{-1}}{K_\sigma (\sigma_{\max} - \sigma_m)} = \frac{\sigma_{-1} \sigma_{\max}}{K_\sigma \sigma_v}. \quad (9)$$

Запас прочности определится:

$$n = \frac{(\sigma_r)_{\text{соед}}}{\sigma_{\max}} = \frac{\sigma_{-1}}{K_\sigma \sigma_v}. \quad (10)$$

Как известно, металлоконструкции морских гидротехнических сооружений находятся в сложном напряженном состоянии в зависимости от разнообразных силовых воздействий, а именно от:

- напряжения в сварных узлах конструкции от собственного веса элементов металлоконструкции;
- напряжения в сварных узлах конструкции от веса расположенного на отдельных основаниях нефтяного оборудования;
- технологические напряжения, возникающие при сборке и монтаже основания;
- технологические напряжения, возникающие при работе машин;
- напряжения, возникающие от ветрового и волнового давления;
- напряжения, возникающие от изменения температуры окружающей среды.

При этом необходимо отметить, что некоторые из указанных усилий как, например, собственные веса отдельных элементов металлоконструкции и расположенных на основаниях машин и механизмов, а также технологические напряжения, возникающие при сборке и монтаже оснований, можно отнести к постоянным напряжениям.

Напряжения же, возникающие от специфических особенностей эксплуатационного оборудования, сил, инерции, ветрового и волнового давления, а также от изменения температуры окружающей среды, можно отнести к напряжениям, переменным во времени.

Анализируя эксплуатационную, конструкционную и технологическую нагруженность сварных узлов отдельных оснований, можно заключить, что часть сварных узлов

отдельных оснований воспринимают только сжимающие переменные напряжения и определяющим для них могут явиться обычные расчеты на статическую прочность, другие же сварные узлы находятся в условиях асимметричного переменного растяжения изгиба и кручения.

Как известно, аналитическое выражение предела выносливости при асимметричных циклах нагружения имеет вид [3–6]:

$$\sigma_{\max} = \sigma_{-1} + (1 - \psi)\sigma_m, \quad (11)$$

где ψ – коэффициент чувствительности к асимметрии цикла; σ_m , σ_{\max} – максимальное и среднее напряжения цикла.

Коэффициент ψ определяется по формуле:

$$\psi = 2\sigma_{-1} - \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_0}, \quad (12)$$

где σ_0 – предел выносливости при пульсирующем цикле напряжения; σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле нагружения.

Амплитуда асимметричного цикла нагружения:

$$\sigma_a = \sigma_{\max} - \sigma_m = \sigma_{-1} - \psi\sigma_m. \quad (13)$$

Вводя коэффициент корреляции $\beta_{\text{Корр}}$, учитывающий влияние коррозии и относя его к переменной составляющей цикла, то есть к амплитуде переменных напряжений, можно записать:

$$\sigma_r = \sigma_{\max} = \frac{\beta_{\text{Корр}}}{\sigma_a} + \sigma_m = (\sigma_{-1} - \psi\sigma_{\max})\beta_{\text{Корр}} + \sigma_m. \quad (14)$$

При наличии в сварных узлах растягивающих напряжений σ_{\max} из соотношения:

$$\text{tg}\beta = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_m} = 2 \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\max} + \sigma_{\min}} = \frac{2}{1 + R} \quad (15)$$

и с учетом:

$$\sigma_m = 1 + \frac{R}{2\sigma_r}, \quad (16)$$

выражение для определения предела выносливости примет вид:

$$\sigma_r = \frac{2\beta_{\text{Корр}}\sigma_{-1}}{\psi\beta_{\text{Корр}}(1 - R) - (1 - R)}, \quad (17)$$

где R – коэффициент асимметрии цикла.

Введя коэффициент безопасности S , величину допускаемого напряжения можно определить по формуле:

$$[\sigma_r] = \frac{2\beta_{\text{Корр}}\sigma_{-1}}{[\psi\beta_{\text{Корр}}(1 + R) + (1 - R)] \cdot S}.$$

Литература

1. Кәрімов З.Н. Маşın hissәләri və yükqaldırıcı nәqlәdici maşınlar. – Bakı : «Maarif», 1985. – S. 416.
2. Вишняков Я.Д., Пискарев В.Д. Управление остаточными напряжениями в металлах и сплавах. – М. : Металлургия, 1989. – 254 с.
3. Винокуров В.А., Григорьянц А.Г. Теория сварочных деформаций и напряжений. – М. : Машиностроение, 1984. – 284 с.

4. Партон В.З., Перлин П.И. Методы математической теории упругости. – М. : Наука. 1981. – 688 с.
5. Кудрявцев И.В., Наумченков Н.Е. Усталость сварных конструкций. – М. : Машиностроение, 1976. – 270 с.
6. Николаев Г.А., Куркин С.А., Винокуров В.А. Расчет, проектирование и изготовление сварных конструкций. – М. : Машиностроение, 1971. – 316 с.

References

1. Kərimov Z.H. Maşın hissələri və yükqaldırıcı nəqliçici maşınlar. – Bakı : «Maarif», 1985. – S. 416.
2. Vishnyakov Ya.D., Piskarev V.D. Management of residual stresses in metals and alloys. – M. : Metallurgy, 1989. – 254 p.
3. Vinokurov V.A., Grigoryants A.G. Theory of the welding deformations and stresses. – M. : Ma-engineering, 1984. – 284 p.
4. Parton V.Z., Perlin P.I. Methods of Mathematical Theory of Elasticity. – M. : Science, 1981. – 688 p.
5. Kudriavtsev I.V., Naumchenkov N.E. Fatigue of Welded Structures. – M. : Mechanical Engineering, 1976. – 270 p.
6. Nikolaev G.A., Kurkin S.A., Vinokurov V.A. Calculation, design and manufacture of welded structures. – M. : Mashinostroenie, 1971. – 316 p.

УДК: 621.22

ОПТИМИЗАЦИЯ СВАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ



WELDED CALCULATION PROCEDURE FATIGUE COMPOUNDS

Рагимова Махлуга Сурхаевна

кандидат технических наук,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
Rahimova_mahluqa@mail.ru

Аннотация. Рассматривается распространение волн напряжений в сварных соединениях с целью оценки концентрации напряжений в зоне сварного шва в зависимости от его геометрических и физических параметров. Если эти временные напряжения не превзойдут предела текучести материала, то к моменту полного остывания температурные напряжения исчезнут и остаточные напряжения не возникнут.

Ключевые слова: детали машин, напряжения, сварных соединения, гидротехнических сооружениях, усталость, коэффициент, прочность.

Ragimova Makhluqa Surkhaevna

Candidate of Technical Sciences,
Azerbaijani state oil and industry university

Annotation. The propagation of stress waves in welded joints is considered in order to assess the concentration of stresses in the weld zone, depending on its geometric and physical parameters. If these temporary stresses do not exceed the yield strength of the material, then by the time of complete cooling the temperature stresses will disappear and residual stresses will not occur.

Keywords: machine parts, stresses, welded joints, hydraulic structures, fatigue, coefficient, strength.

Введение

В статье рассматривается повышение качества сварных соединений деталей с большой разницей толщин на основе теоретических и экспериментальных исследований условий и процесса их соединения и разработки новых способов и технологических процессов сварки. Сварка, так же как и другие технологические процессы в машиностроении и строительстве (литье, обработка давлением, резание, термическая обработка), вызывает возникновение в деталях и частях сооружений остаточных напряжений [1–3]. Причиной этого являются неодинаковые линейные или объемные деформации соседних объемов металла.

Некоторые исследователи делят напряжения, возникающие при сварке, на остаточные напряжения, которые появляются в результате жесткого закрепления свариваемых элементов. С нашей точки зрения, такое деление не может считаться целесообразным, так как по существу различие между напряжениями и вообще остаточными напряжениями установить трудно.

Определение границ системы для балочных конструкций гидротехнических сооружений (рис. 1) является тривиальной задачей.

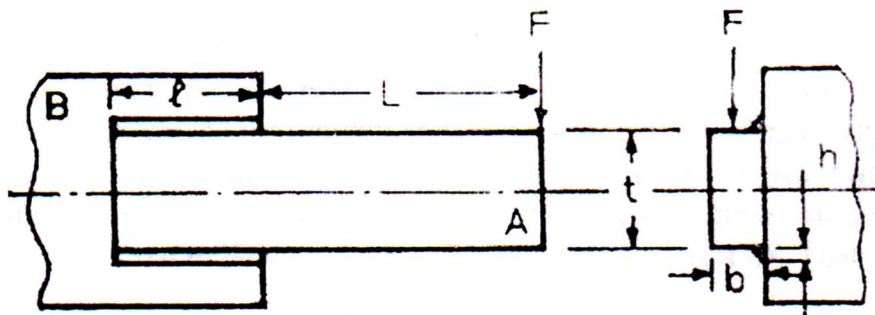


Рисунок 1 – Схема нагружения балочной конструкции

Система состоит из балки А и сварного шва, необходимого для прикрепления балки к опоре В. Независимыми, или управляемыми, переменными служат размеры h , l ,

t и b , которые показаны на рисунок 1. Для удобства записи представим введенные переменные как компоненты неизвестного вектора x :

$$X = [x_1, x_2, x_3, x_4]^T = [h, l, t, b]^T.$$

Постановка задачи

Характеристическим показателем качества проекта служат затраты на построение сварной группы. Основными стоимостными характеристиками такой группы являются; затраты на подготовительные работы, затраты на сварочные работы и стоимость материала, т.е.:

$$F(x) = c_0 + c_1 + c_2,$$

где $F(x)$ – функция затрат; c_0 – затраты на подготовительные работы; c_1 – затраты на сварочные работы; c_2 – стоимость материалов, равная:

$$c_2 = c_3 V_m + c_4 V_B,$$

где c_3 – стоимость (объем сварного шва); c_4 – стоимость (объем балки); V_m – объем сварного шва; V_B – объем балки.

Из геометрических соотношений следует, что:

$$V_m = 2 \left(\frac{1}{2} h^2 t \right) = h^2 t; \tag{1}$$

$$V_B = t \cdot b(L + l).$$

Имеем:

$$c_2 = c_3 h^2 t + c_4 t b [L + l],$$

Следовательно, функция затрат принимает следующий вид:

$$F(x) = h^2 t + c_3 h^2 t + c_4 t b (L + b) \tag{2}$$

или если выразить $F(x)$ через переменные x получим:

$$F(x) = h^2 l + c_3 h^2 l + c_4 t b (L + b). \tag{3}$$

Решение задачи

Заметим, что все комбинации значений x_1, x_2, x_3 и x_4 могут оказаться допустимыми, если балка выдерживает заданную нагрузку. Необходимо построить несколько функциональных соотношений между управляемыми переменными, позволяющих сузить область их допустимых значений. Эти соотношения, записанные в форме неравенств, представляют модель системы. Сначала приведем эти неравенства, а затем интерполируем их.

Имеем:

$$g_1(x) = \tau_d - \tau(x) \geq 0, \tag{4}$$

$$g_2(x) = \sigma_d - \sigma(x) \geq 0, \tag{5}$$

$$g_3(x) = x_4 - x_1 \geq 0, \tag{6}$$

$$g_4(x) = x_2 \geq 0, \tag{7}$$

$$g_5(x) = x_3 \geq 0, \tag{8}$$

$$g_6(x) = P_c(x) - F \geq 0, \tag{9}$$

$$g_7(x) = x_1 - 0,125 \geq 0, \tag{10}$$

$$g_8(x) = 0,25 - \delta(x) \geq 0. \quad (11)$$

где τ_d – расчетное напряжение в сварном шве при сдвиге; $\tau(x)$ – максимальное напряжение в сварном шве при сдвиге, функция x ; σ_d – расчетное нормальное напряжение для материала балки; $\sigma(x)$ – максимальное нормальное напряжение в балке, функция x ; $P_c(x)$ – критическая нагрузка на балку, функция x ; $\delta(x)$ – величина прогиба конца балки, функция x .

Для того чтобы завершить построение модели, необходимо ввести в рассмотренные несколько формул из теории сопротивления материалов.

Напряжение в сварном шве $\tau(x)$. В соответствии с работой [1–3] напряжение в сварном шве можно разложить на две составляющие τ' и τ'' :

$$\tau' = \frac{F}{x_1 x_2 \sqrt{2}} \text{ и } \tau'' = \frac{MR}{J}.$$

При этом:

$$M = F \left[L + \left(\frac{x_2}{2} \right) \right];$$

$$R = \left\{ \frac{x_2^2}{4} + \left[\frac{x_3 + x_1}{2} \right]^2 \right\}^2;$$

$$J = 2 \left\{ 0,707 x_1 x_2 \left[\frac{x_2^2}{12} + \left(\frac{x_3 + x_1}{2} \right)^2 \right] \right\}.$$

где τ' – первичное напряжение в плоскости поперечного сечения сварного шва; τ'' – вторичное напряжение при кручении; M – момент силы F относительно центра тяжести сварной группы; J – полярный момент инерции сварной группы.

Напряжение τ в сварном шве вычисляется в соответствии с формулой:

$$\tau(x) = [(\tau')^2 + 2\tau'\tau'' \cos \theta + (\tau'')^2]^{1/2},$$

где $\cos \theta = \frac{x_2}{2R}$.

Напряжение при изгибе балки $\sigma(x)$. Максимальное напряжение при изгибе равно:

$$\sigma(x) = \frac{6FL}{x_4 x_3^2}.$$

Критическая нагрузка на балку $P_c(x)$. С ростом отношения $\frac{t}{b} = \frac{x_3}{x_4}$ наблюдается

тенденция к потере устойчивости балки. Те комбинации значений x_3 и x_4 , при которых возможна потеря устойчивости, необходимо исключить из числа допустимых.

В работе [3, 4] показано, что для балок, близких к прямоугольным, критическая нагрузка приближенно описывается следующим выражением:

$$P_c(x) = \frac{4,013 \sqrt{El\alpha}}{L^2} \left[1 - \frac{x_3}{2L} \sqrt{\frac{El}{\alpha}} \right],$$

где E – модуль Юнга; I – радиус инерции; G – модуль сдвига.

Прогиб балки $\delta(x)$. Для вычисления величины прогиба балка представляется как консоль с длиной вылета L . Тогда:

$$\delta(x) = \left(\frac{4FL^3}{E x_3^3 x_4} \right).$$

Параметры τ_d и σ_d в формулах (4) и (5) для определения g_1 и g_2 зависят от материала конструкции.

Выводы

Оптимизационная задача проектирования включает функцию затрат и сложную систему неравенств, которая получается путем подстановки приведенных выше формул в

$$g_{03} = C_3 t b l \text{ и } \vartheta(\delta) = \left(\frac{C_{01}}{\delta_1} \right)^{\delta_1} \left(\frac{C_{01}}{\delta_2} \right)^{\delta_2} \left(\frac{C_{11}}{\delta_3} \right)^{\delta_3} \left(\frac{C_{21}}{\delta_4} \right)^{\delta_4} \delta_3^{\delta_3} \delta_4^{\delta_4}.$$

При этом все функции оказываются выраженными через четыре независимые переменные.

Литература

1. Kərimov Z.H. Maşın hissələri və yükqaldırıcı nəqliəici maşınlar. – Bakı : «Maarif», 1985. – S. 416.
2. Вишняков Я.Д., Пискарев В.Д. Управление остаточными напряжениями в металлах и сплавах. – М. : Metallurgy, 1989. – 254 с.
3. Винокуров В.А., Григорьянц А.Г. Теория сварочных деформаций и напряжений. – М. : Машиностроение, 1984. – 284 с.
4. Партон В.З., Перлин П.И. Методы математической теории упругости. – М. : Наука. 1981. – 688 с.
5. Кудрявцев И.В., Наумченков Н.Е. Усталость сварных конструкций. – М. : Машиностроение, 1976. – 270 с.
6. Николаев Г.А., Куркин С.А., Винокуров В.А. Расчет, проектирование и изготовление сварных конструкций. – М. : Машиностроение, 1971. – 316 с.

References

1. Kərimov Z.H. Maşın hissələri və yükqaldırıcı nəqliəici maşınlar. – Bakı : «Maarif», 1985. – S. 416.
2. Vishnyakov Ya.D., Piskarev V.D. Management of residual stresses in metals and alloys. – M. : Metallurgy, 1989. – 254 p.
3. Vinokurov V.A., Grigoryants A.G. Theory of the welding deformations and stresses. – M. : Ma-engineering, 1984. – 284 p.
4. Parton V.Z., Perlin P.I. Methods of Mathematical Theory of Elasticity. – M. : Science, 1981. – 688 p.
5. Kudriavtsev I.V., Naumchenkov N.E. Fatigue of Welded Structures. – M. : Mechanical Engineering, 1976. – 270 p.
6. Nikolaev G.A., Kurkin S.A., Vinokurov V.A. Calculation, design and manufacture of welded structures. – M. : Mashinostroenie, 1971. – 316 p.

УДК 69.059

УВЛАЖНЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ. ПРИЧИНЫ И СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ



HUMIDIFICATION OF STRUCTURES. REASONS AND METHODS OF PROTECTION

Ахмедова Динара Рустамовна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
akhdina18@gmail.com

Никитин Матвей Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
matvy.nikt@gmail.com

Аннотация. В этой статье рассматриваются повреждения зданий и сооружений вследствие увлажнения несущих конструкций. Описываются повреждения, связанные с повышенным влагосодержанием. Так же рассматриваются разные виды увлажнения строительных конструкций, методы защиты и способы устранения.

Ключевые слова: увлажнение, строительная влага, осушение стен, дренаж, ремонт.

Akhmedova Dinara Rustamovna
Student,
Kuban state university of technology

Nikitin Matvey Andreevich
Student,
Kuban state university of technology

Annotation. This article discusses damage to buildings and structures due to wetting of supporting structures. Damages associated with increased moisture content are described. Different types of moistening of building structures, methods of protection and methods of elimination are also considered.

Keywords: humidification, building moisture, drainage of walls, drainage, repair.

Эксплуатационные качества зданий и сооружений во многом зависят от количества влаги, содержащейся в конструкциях. Она способствует повышению теплопроводности здания и ухудшению его теплотехнических свойств, появлению коррозии на закладных деталях, связях и арматуре. При многократном увлажнении материала конструкций происходит изменение его объема, структуры, что приводит к уменьшению долговечности. Также повышенное увлажнение сказывается на состоянии микроклимата помещений, создавая идеальные условия для размножения бактерий, грибов, плесени [1 с. 60].

Для многих конструкций характерна повышенная влажность т.к. они контактируют с водой в процессе изготовления и эксплуатации, при этом различается 5 видов увлажнения:

- 1) при изготовлении конструкции (строительная влага);
- 2) атмосферными осадками;
- 3) утечками из водопровода и канализации;
- 4) конденсатом;
- 5) капиллярным и электроосмотическим подсосом грунтовой воды [1].

Количество строительной влаги в конструкциях зависит от изготовления и на начальном этапе обычно не превышает следующих величин: для железобетонных и бетонных конструкций – 6–9 %, для каменных и армокаменных – 8–12 %. При неблагоприятных условиях эти значения могут повышаться. [1 с. 60]

Выпадение атмосферных осадков имеет сезонный характер и приводит к увлажнению при поврежденной кровле, неисправной или неправильно спроектированной системе водоотведения (водосточные трубы, желоба, водосливы), коротких карнизах, балконах, а также в результате гигроскопического увлажнения воздухом [1 с. 60].

При плотном наружном слое стены (каменном, бетонном) влага проникает всего на несколько миллиметров и под влиянием солнечных лучей быстро испаряется. В конструкции с более пористыми материалами или с некачественно выполненными швами дождевая влага проникает глубоко и даже может проходить насквозь [1 с. 61].

Увлажнение вследствие утечек из водопроводно-канализационных систем обычно встречается при неисправности санитарно-технического оборудования зданий. При таких утечках происходит сильное переувлажнение кладки стен, что приводит к её разрушению. Из-за длительного увлажнения грунтов основания происходит осадка конструкций, разрушение перегородок, полов первого этажа, появление трещин. Кроме того, вода из канализации имеет различные компоненты, которые являются агрессивными к материалам фундаментов [1 с. 61].

Увлажнение ограждающих конструкций конденсатом происходит при избытке влаги. Избыток может появиться в нескольких случаях: разности парциального давления у противоположных поверхностей конструкции; относительной влажности внутри и снаружи помещения, а также при температуре точки росы, когда влажность воздуха у поверхностей конструкции или в порах ее материала оказывается выше максимальной упругости пара при данной температуре, и избыток влаги переходит в жидкую фазу [1 с. 62].

Наиболее устойчивым видом сырости является грунтовая, которая образуется в результате увлажнения конструкций из грунта. При повреждении гидроизоляции неправильной подсыпкой грунта выше гидроизоляции увлажнение конструкции происходит двумя способами: капиллярным поднятием влаги или электроосмотическим [1 с. 62].

Капиллярное увлажнение происходит под действием сил притяжения между молекулами твердых тел и жидкости. При отсутствии в материалах конструкций водоотталкивающих веществ вода проникает в стенки капилляров и поднимается по ним. Высота подъема таким методом может достигать до 1,5 м [1 с. 63–65].

Электроосмотическое поднятие влаги происходит при движении жидкости от анода к катоду, через капилляры или пористые диафрагмы при наложении электрического поля. Положительные заряды – аноды, скапливаются у основания стены в месте прилегания к грунту, отрицательные заряды – катоды, группируются вверху. Так вода может подниматься на высоту до 5 м [2].

От каждого вида увлажнения разные способы защиты. Чтобы защитить конструкции от увлажнения атмосферными осадками, нужно удлинять короткие карнизы, ремонтировать и прочищать систему водоотведения (водосливы, водосточные трубы), следить за исправностью кровли. Кроме того, поверхности стен нужно оштукатуривать или защищать водостойкими материалами (покраска стен гидрофобными составами) [3].

Увлажнение утечками из водопровода или канализации устраняется их ремонтом, обслуживанием или заменой санитарно-технического оборудования с обязательной просушкой стен теплым воздухом [4 с. 316–319].

Защита от конденсата устраивается путем рационального конструирования стен, основанного на нормах и правильном тепло-техническом расчете. Также очень важно правильно подбирать наружную отделку стен и учитывать опасность ее паронепроницаемости и чрезмерной пористости [5].

Для реконструкции зданий, рассчитанных на длительную эксплуатацию (50 и более лет), методами защиты стен от увлажнения грунтовыми водами считаются водоотведение, восстановление или устройство новой гидроизоляции стен [6 с. 78–81].

Самым распространенным способом отведения сточных вод является дренаж. Дренаж – это подземная система, предназначенная для отвода воды от конструкций. Дренаж бывает трех видов: вертикальный, горизонтальный, лучевой. Вертикальный состоит из нескольких колодцев, удаленных от здания на расстояние равное двойной глубине этого колодца. Грунтовая вода удаляется от конструкций с помощью дренажных труб, или откачивается насосом.

Горизонтальный состоит из фильтрующего слоя и колодцев. Фильтрующим слоем являются щебень и гравий. Колодцы располагаются каждые 40–50 м, а также по углам здания.

Лучевой представляет собой горизонтальные скважины диаметром до 200 мм и длиной до 130 м, направленные под осушаемый объект [7 с. 68–71].

Таким образом видно, что для обеспечения нормальных эксплуатационных качеств необходимо должным образом устраивать защиту от увлажнения конструкций. Увлажнение отрицательно сказывается на прочности материалов, что может привести к неблагоприятным последствиям.

Литература

1. Гучкин И.С. Техническая эксплуатация и реконструкция зданий : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Промышленное и гражданское строительство». – М. : Изд-во Ассоц. строительных вузов, 2009. – 2-е изд., перераб. и доп.
2. Леонова А.Н. Причины аварий стальных конструкций промышленных зданий : Строительство в прибрежных курортных регионах / Материалы 6-й Международной научно-практической конференции. – 2010. – С. 55–58.
3. URL : <https://izyskaniya-obsledovanie.ru/uvlazhnenie-konstruktsiy-vidyi-uvlazhneniy-metodyi-zashhityi-sten-ot-uvlazhneniya-a-takzhe-vosstanovleniya-i-remonta-gidroizolyatsii/> – Увлажнение конструкций, виды увлажнения (дата обращения: 10.04.2020).
4. Шестопалова Ю.А., Леонова А.Н. Горизонтальные стыки стеновых панелей / Сборник статей Международной научно-практической конференции «Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры»; ФГБОУ ВО «КубГТУ», ИСТИ; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 316–319.
5. URL : <https://lidermsk.ru/articles/49/uvlazhnenie-konstruktsij-vidyi-uvlazhnenij-metodyi-zaschityi-sten-ot-uvlazhneniya-a-takzhe-vosstanovleniya-i-remonta-gidroizolyatsii/> – Увлажнение конструкций (дата обращения: 10.04.2020).
6. Дворцова С.А., Леонова А.Н. Конструкция вертикальных стыков стеновых панелей / Сборник статей Международной научно-практической конференции «Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры»; ФГБОУ ВО «КубГТУ», ИСТИ; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 78–81.
7. Леонова А.Н. Достоинства и недостатки применения навесных вентилируемых фасадных систем при реконструкции зданий в курортных регионах : Строительство в прибрежных курортных регионах / Материалы 7-й международной научно-практической конференции. – 2012. – С. 68–71.

References

1. Guchkin I.S. Technical exploitation and reconstruction of buildings: textbook for students of higher educational institutions studying on speciality «Industrial and civil construction». – M. : Publishing House of the Associated Civil Engineering Universities, 2009. – 2nd ed., transcript and additional.
2. Leonova A.N. Causes of accidents of steel structures of industrial buildings: Construction in coastal resort regions / Proceedings of the 6th International Scientific and Practical Conference. – 2010. – P. 55–58.
3. URL : <https://izyskaniya-obsledovanie.ru/uvlazhnenie-konstruktsiy-vidyi-uvlazhneniy-metodyi-zashhityi-sten-ot-uvlazhneniya-a-takzhe-vosstanovleniya-i-remonta-gidroizolyatsii/> – Humidification of structures, types of humidification (date of address: 10.04.2020).
4. Shestopalova Yu.A., Leonova A.N. Horizontal joints of wall panels / Collection of articles of the International scientific-practical conference «Ecological, engineering-economical, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure»; FSBOU VPO «KubGTU», ISTI; International center of innovative research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 316–319.
5. URL : <https://lidermsk.ru/articles/49/uvlazhnenie-konstruktsij-vidyi-uvlazhnenij-metodyi-zaschityi-sten-ot-uvlazhneniya-a-takzhe-vosstanovleniya-i-remonta-gidroizolyatsii/> - Humidification of structures (date of address: 10.04.2020).
6. Dvortsov S.A., Leonova A.N. Construction of vertical joints of wall panels / Collection of articles of the International scientific-practical conference «Ecological, engineering, economic, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure»; FSBOU VPO «KubGTU», ISTI; International center of innovative research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 78–81.
7. Leonova A.N. Advantages and disadvantages of application of the hinged ventilated facade systems in the reconstruction of buildings in resort regions : Construction in coastal resort regions / Proceedings of the 7th International Scientific and Practical Conference. – 2012. – P. 68–71.

УДК 691

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ФАСАДОВ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ



FEATURES OF MODERN APPROACHES IN THE RECONSTRUCTION OF FACADES OF RESIDENTIAL BUILDINGS

Калкан Сэтэнай Наджиевна

студент, бакалавр 4 курс,
Кубанский государственный
технологический университет
kalkan.setenay2345@yandex.ru

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
lan.75@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается актуальность вопросов особенности современных подходов при реконструкции фасадов жилых зданий. Описаны современные подходы к реконструкции зданий в настоящее время.

Ключевые слова: реконструкция, жилой фонд, жилая застройка.

Kalkan Satenai Najieвна

Student, bachelor of the 4th year,
Kuban state technological university

Leonova Anna Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Kuban state technological university

Annotation. The article considers the relevance of the features of modern approaches in the reconstruction of the facades of residential buildings. It describes modern approaches to the reconstruction of buildings at present.

Keywords: reconstruction, housing stock, residential development.

Введение

На сегодняшний день все больше внимания уделяется строительству новых зданий, но в то же время проводится реконструкция и ремонт уже существующего жилого фонда. При этом, при проведении реконструкции и капитального ремонта используются как нормативные, так и технические разработки в области обследования и усиления строительных конструкций, а также расчета. Но технологии развиваются с каждым днем, и потому сегодня необходимо применение современных подходов к реконструкции зданий, о них же стоит поговорить подробнее.

Особенности современных построек

При современном проектировании жилых зданий, в первую очередь, в проектах учитывается аспект развития всей застройки, куда входит планирование ее дальнейшего расширения, если это будет необходимо, а также увеличение плотности и изменения для удовлетворения современных и актуальных потребностей населения.

Это является основной особенностью современного строительства, т.е. заблаговременное планирование возможного расширения в будущем. Для зданий более ранних периодов застройки этот фактор не учитывался, а потому зачастую они не удовлетворяют современным требованиям, как с архитектурной точки зрения, так и с технологической и эксплуатационной. Именно поэтому сегодня такие постройки или частично реконструируются или же сносятся для расширения свободного пространства, которое используется для строительства современного жилого фонда.

Современные подходы к реконструкции зданий

Рассматривая здания, которые проходят реконструкцию, а зачастую это проекты жилой застройки различных морфотипов, можно заметить тенденцию изменения внутренней планировки, а как результат, и правки в проекте фасада.

Внесение таких изменений благоприятно влияет на здание со всех сторон, в частности:

1. Придает постройке более яркий облик.
2. Обеспечивает максимальную комфортность жителям, поскольку проводится дополнительное утепление фасадов, замена остекления и дверных систем, усиливаются несущие конструкции и пр.
3. Создает единый облик зданий.

Таким образом, несмотря на внутреннюю неоднородность жилой застройки, наружная ее часть создает одну единую картину.

Непосредственно в самой концепции современной реконструкции зданий лежат три основных подхода, а именно:

1. Архитектурный подход.
2. Технический.
3. Комбинированный.

Для полноценного понимания, необходимо более подробно рассмотреть особенности и отличительные черты этих подходов.

Архитектурный подход и его особенности

Несмотря на то, что современная градостроительная отрасль ежедневно развивается, в ней и сейчас сохраняется традиционность использования основного общего подхода к реконструкции сооружений с использованием элементов индивидуальных требования.

Такой подход, в первую очередь, обеспечен тем, что даже при массовой застройке каждое здание обладает своими особенностями, как с архитектурной точки зрения, так и конструктивной. При этом, даже визуальное восприятие может отличаться, что обусловлено ориентацией здания.

Именно поэтому перед тем, как создавать проект реконструкции, в обязательном порядке проводится визуальный осмотр, после чего подготавливается пакет документов, с учетом которых в дальнейшем проектировщики моделируют новый образ здания, он и ложится в основу восприятия жилой застройки.

Технический подход к реконструкции

Архитектурный подход является традиционным, но далеко не единственным. Кроме него, проекты требуют и заложения технического подхода, который активно развивается на протяжении нескольких десятилетий за счет мировой конкуренции и активно совершенствуется и становится более доступным.

Этот подход затрагивает два аспекта:

1. Экономический. В этом направлении подход оценивает месторасположение и состояние основных фондов, а также структуру средства развития, производства и функционирование инфраструктуры.
2. Экологический. Затрагивает возможность использования природных ресурсов, функционирование окружающей среды и систему защищенных районов.

Для примера, рассматривая проекты по реконструкции домов сталинской застройки, за счет такого подхода были решены задачи по улучшению жилищных условий в каждой квартире. Сделано это было за счет утепления фасадов, дополнительной пристройки помещений, капитального ремонта и замены коммуникаций.

Комбинированный подход

В целом, архитектурный и технический подход могут использоваться независимо друг от друга. Но в настоящий момент полноценная реконструкция требует учета большого количества моментов, в частности:

1. Учитываются уровни быстрых и медленных процессов.
2. Требуется установка критических сроков (полный учет временных факторов).
3. Учет социально-экономических процессов, которые служат источниками для новых идей.

4. Обеспечить контроль действия.
5. Сохранение преемственности ранних проектов.

Дополнительно может понадобиться создание новых категорий строительных работ, или же разработка новых материалов. Рассматривая зарубежные методы, также требуется дополнительная сертификация, в то время, как на просторах СНГ достаточно лишь соответствие всем нормативным актам.

Для того, чтобы все это учесть, использовать привычные подходы недостаточно. Потому потребовалась разработка комплексного метода реконструкции, который включает в себя полноценные методические рекомендации по формированию объемно-планировочных решений для реконструкции жилых зданий. В них начали предусматриваться надстройки и мансарды, а кроме того, вести учет физико-технических факторов, разработка приемов комплексной реконструкции и многое другое.

Таким образом, при использовании комплексного подхода выполняется поверхностный и выборочный ремонт, также возможно проведение работ с монтажом дополнительной теплоизоляции или полным демонтажем старых систем.

Каждый из видов работ, в таком случае, соответствует тому или иному повреждению на стенах, в частности:

1. Выветривание раствора.
2. Повреждение декоративной отделки.
3. Повреждение основания.
4. Некачественный ремонт.
5. Окончание срока службы конструкций после ремонта.

А также другие повреждения, которые требуют локального удаления. Такой подход в целом позволяет не только более рационально расходовать ресурсы, но и экономить на реконструкции зданий, делая все качественней, быстрее и гарантируя длительную эксплуатацию.

Выводы

Подводя итоги, можно выделить, что современные методы реконструкции фасадов жилых зданий, в первую очередь, предусматривают устранение недостатков, которые связаны с эксплуатацией сооружений и социальными потребностями. А вот уже во вторую очередь проводится разработка визуализации поверхности. Таким образом, комбинированный метод используется все чаще, позволяет уделять больше внимания технической стороне проблемы, и в то же время, не обделять вниманием визуальную.

Применение такой последовательности в методах реконструкции позволяет не только увеличить качество проведения работ, но также и значительно увеличить срок службы здания и создать максимально комфортную среду для проживания людей.

Литература

1. Соколов В.К. Реконструкция жилых зданий. – М. : Стройиздат, 1986. – 245 с.
2. Мензуренко А.С. Механизация строительно-монтажных работ при реконструкции, модернизации и капитальном ремонте жилых зданий // ПГС. – 1995. – № 4. – С. 30–31.
3. Реконструкция и обновление сложившейся застройки города / под ред. П.Г. Гробоного и В.А. Харитоновой. – М. : АСВ, Реалпроект, 2006. – 624 с.
4. Реконструкция городов и геотехническое строительство. – № 5. – 2003. – с. 190

References

1. Sokolov V.K. Reconstruction of residential buildings. – M. : Stroyizdat, 1986. – 245 p.
2. Menzurenko A.S. Mechanization of construction and installation works during reconstruction, modernization and overhaul of residential buildings // PGS. – 1995. – № 4. – P. 30–31.
3. Reconstruction and updating of the existing city buildings / Ed. P.G. Grobovoy and V.A. Kharitonova. – M. : DIA, Realproekt, 2006. – 624 p.
4. Reconstruction of cities and geotechnical construction. – № 5. – 2003. – p. 190.

УДК 656.073

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПЕРЕВОЗОК СКОРОПОРТЯЩИХСЯ ГРУЗОВ



RESEARCH IN THE FIELD OF INTERNATIONAL TRANSPORT EFFICIENCY IN TRANSPORT AND TECHNOLOGICAL SYSTEMS OF THE REGION

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Рашоян З.А.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы особенности организации перевозок скоропортящихся грузов. Главной стратегической задачей Краснодарского края, как следует из Концепции развития региона до 2030 года, становится переработка сельхоз сырья с добавленной стоимостью, которая будет максимально оставаться у производителей Агро продукции. Необходимо накормить местными овощами и фруктами стремительно растущее население края, насытить качественной кубанской продукцией внутренний продовольственный рынок, а излишки в обработанном виде отправлять на экспорт.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, скоропортящийся груз, экономика, маршрут, доставка, транспортно-технологические системы.

Konovalova T.V.

Kuban state technological University

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University

Rashaan Z.A.

Kuban state technological University

Annotation. The article deals with the issues of efficiency in the choice of rolling stock in the organization of cargo delivery. When organizing the delivery of various goods, the preliminary selection of vehicles is of great importance. The right type of car helps to ensure the safety of the transported cargo, increase the productivity of the rolling stock and reduce the cost of its delivery for participants in the transport and technological process.

Keywords: road transport, cargo, economy, route, delivery, rolling stock.

Регionalные особенности организации перевозок скоропортящихся грузов

Главной стратегической задачей Краснодарского края, как следует из Концепции развития региона до 2030 года, становится переработка сельхоз сырья с добавленной стоимостью, которая будет максимально оставаться у производителей Агро продукции [1, 2]. Необходимо накормить местными овощами и фруктами стремительно растущее население края, насытить качественной кубанской продукцией внутренний продовольственный рынок, а излишки в обработанном виде отправлять на экспорт.

Благодатные природные условия южного региона позволяют наращивать объемы производства овощей и фруктов, в том числе различных ягод, винограда, цитрусовых. И шаги в этом направлении заметны. Хорошо сработала государственная поддержка развития отрасли овощеводства защищенного грунта. По информации министерства сельского хозяйства и перерабатывающей промышленности Краснодарского края, регион стал крупнейшим в стране производителем тепличных овощей, получив в 2016 году 88 тыс. тонн продукции, что почти на 34 % больше, чем в предыдущем году, в том числе 57,7 тыс. тонн огурцов и более 26 тыс. тонн помидоров. По данным минсельхоза Краснодарского края:

- по итогам 2016 года валовое производство плодово-ягодной продукции во всех формах хозяйствования на Кубани достигло 466,9 тыс. тонн, производство овощей составило 399 тыс. тонн;

- потребность региона в плодоовощной продукции составляет 4,3 млн тонн в год, в том числе – для личного потребления населением и отдыхающими – 3,9 млн тонн, для переработки – 310 тыс. тонн.

За два года с начала введения продуктового эмбарго импорт овощей и фруктов на российский рынок сократился вдвое. В прошлом году он составил 1,1 млн тонн против 2,4 млн тонн в 2014 году. Такие цифры привел первый замминистра сельского хозяйства РФ Джамбулат Хатуов в выступлении на Международном аграрном форуме «ОвощКульт-2017». По его словам, в целом по России их по валовой сбор в этом году составил 200,7 тыс. тонн против 111,6 тыс. тонн в 2016 году.

Но, увы, иногда обильный урожай тех или иных плодов и овощей хозяевам просто некуда девать. Потери при хранении и транспортировке столь велики, что производители стараются побыстрее сбыть скоропортящийся урожай – на придорожных фруктово-овощных ярмарках или бахчевых развалах, чаще – на полях [3, 4]. Иногда по себестоимости, бывает, и ниже.

По данным минсельхоза России, потери овощной продукции из-за плохих условий хранения и отсутствия контакта между спросом и предложением составляют до 40 % от всего урожая. В целом из-за нарушений при уборке, переработке, хранении, транспортировке и реализации свежих овощей и фруктов только 35–50 % произведенной в РФ продукции доходит до стола потребителей с соответствующим качеством [5, 6].

Чтобы сельхозпродукция отвечала требованиям конкурентного рынка, она должна быть, во-первых, качественной и привлекательной для покупателей, во-вторых, доступной по цене, и в-третьих, доставленной в нужное место и в нужное время. Эта простая логистическая схема подразумевает целую инфраструктуру, включающую систему транспортировки сельскохозяйственных грузов, а также складов и перевалочных пунктов для хранения и предпродажной обработки продукции [7, 8].

Отличительной особенностью подвоза груза является то факт, что в подвозе участвуют различные типы автомобилей, не позволяющих использовать технику при выполнении грузовых операций. При выполнении операций вручную повреждается той или иной вид товара механическим путем при перевозочном процессе, а в многих фермерских хозяйствах не имеются холодильные камеры и другие сооружения [9, 10].

Перевозка СПГ в основном производится из фермерских хозяйств как для внутреннего рынка, так и на экспорт рефрижераторами грузоподъемностью от 5 т до 20 т.

На сегодня логистическая инфраструктура Кубани, чтобы обеспечить скачок в овощеводстве, нужно увеличить площади единовременного хранения овощной продукции в 3–4 раза по отношению к нынешним объемам. По данным краевого минсельхоза:

- в хозяйствах Кубани имеются хранилища для фруктов и ягод общей емкостью 150 тыс. тонн. Кроме того, а также 41 овощехранилище мощностью единовременного хранения 56 тыс. тонн;

- к концу 2017 года в Краснодарском крае имеется 8 оптово-распределительных центров (ОРЦ), из них – два кооператива, три – общества с ограниченной ответственностью (ООО) и три – частных (ИП, КФХ) Причем, их загрузка обеспечивается лишь на половину, поскольку большинство сельхозпроизводителей реализуют выращенную продукцию фактически с поля. Соответственно по данным фермерских хозяйств в регионе, нет той организаций перевозок, хранения и обработки продукции и в следствиях практически весь кластер остается неконкурентоспособной, а овощной рынок – нестабильным. Не имея возможности отправить продукцию на хранение, сельхозпроизводители вынуждены продавать ее за бесценок оптовикам-перекупщикам, а перевозчики этой продукции зачастую перевозят не по всем требованиям при перевозке СКГ и те самым издержки увеличиваются, а качество ухудшается [11].

Заготовители, как правило, не предусматривают отсрочку реализации овощей и фруктов в зависимости от повышения спроса. Производители торопятся сбыть урожай, чтобы не думать о его хранении. Отсюда – скачки цен, неконтролируемое качество продовольствия, низкая рентабельность хозяйств, убежден фермер. По словам коммерческого директора компании «Регион Транс Логистика» Сергея Цоя, «сельхозпроизводителям от государства нужна главная помощь: освободить их от реализации своей продукции». На мой взгляд, должны быть государственные и частные партнерства для реализации сельхозпродукции. Нужен госконтроль над ее реализацией и над розничной ценой».

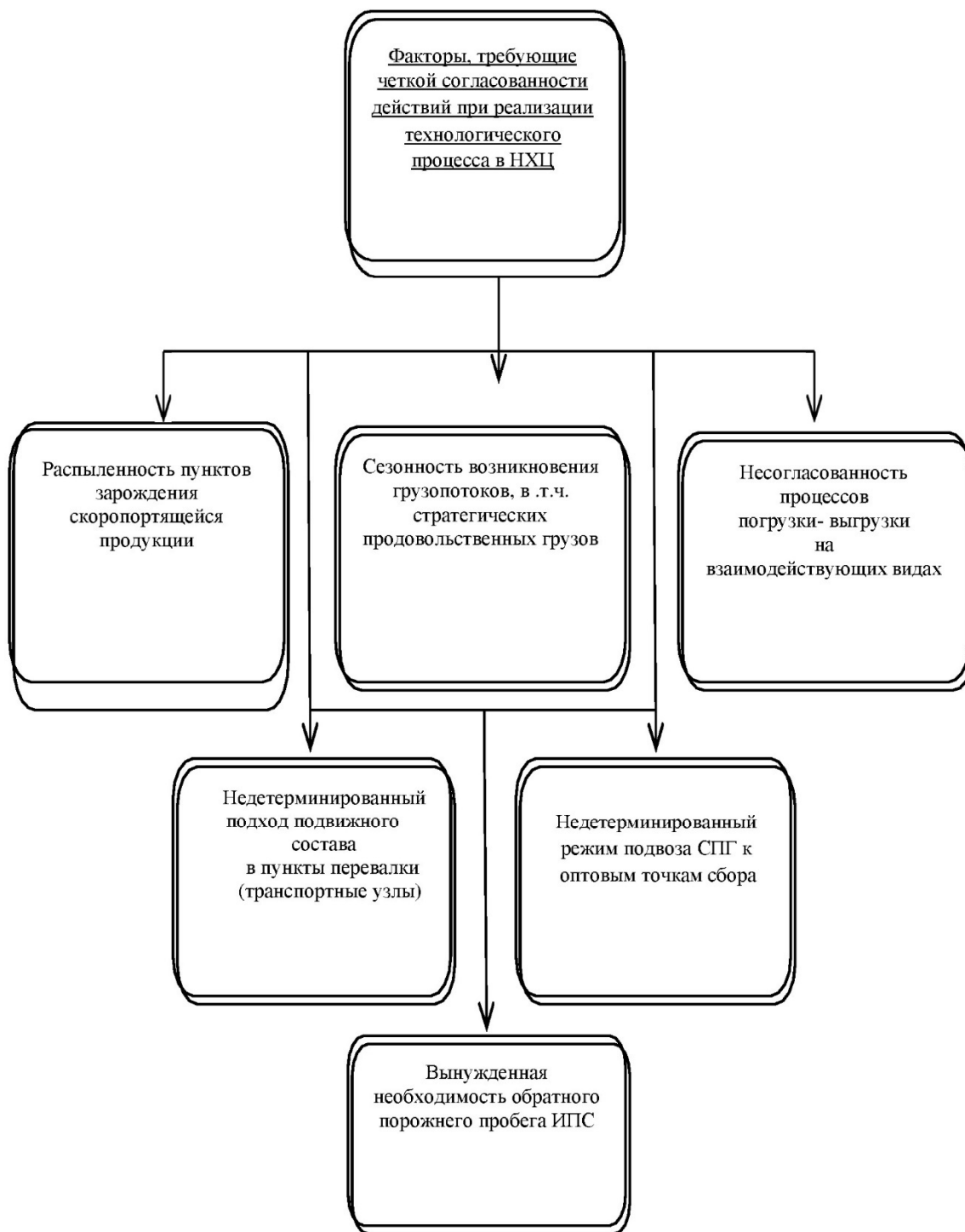


Рисунок 1 – Факторы, оказывающие влияние на технологию перевозок СПГ

Строительство логистических центров в последнее время называют одним из главных способов решения фермерских проблем со сбытом. Объединившись, фермеры смогут поставлять в оптово-распределительные центры большие объемы однородной продукции, которые затем попадут в торговые сети при минимизации затрат.

Важнее даже не построить сеть логистических центров, важно, чтобы они потом не стояли пустыми. Удачным примером он считает снабженческо-сбытовой потребительский кооператив «Ейский Агросоюз». Фермеры-учредители на собственные средства и кредитные ресурсы построили овощехранилище, которое используется как логистический центр. Есть собственный цех по переработке овощей и фруктов. В овощехранилище аккумулируется вся произведенная членами кооператива плодовоовощная продукция, которая в рамках контрактов поступает на все социальные объекты Ейского

района и на предприятия санаторно-курортного комплекса. Подобные кооперативы, по идее, должны действовать в каждом районе края, специализируясь по зонам производства той или иной сельхозпродукции. Например, краевому минсельхозу дано поручение по созданию кооператива в Калининском районе – он является ключевым производителем раннего картофеля и других овощей.

Аналитики отмечают, что кубанские аграрии готовы увеличивать объемы производства плодов и овощей, если будут уверены, что выращенную продукцию они смогут полностью сохранить и реализовать. Когда логистические центры в крае будут наполняться продукцией, тогда и начнет действовать в полную силу единый оператор сельхозрынка. Его главной задачей будет помочь продукции попасть в федеральные и региональные сети, на объекты и предприятия санаторно-курортного комплекса.

По данным краевого минсельхоза, в прошлом году на территории Краснодарского края построены и введены в эксплуатацию оптово-распределительные центры в шести муниципальных образованиях – Ейском, Усть-Лабинском, Кореновском, Динском, Брюховецком, Калининском районах и в г. Краснодаре. В ноябре 2017 года завершено строительство пищевого элеватора ООО «Овощевод» в Кореновском районе с мощностью хранения 10 тыс. тонн. Подобный объект будет сдан в эксплуатацию в конце года и в Лабинском районе. В Гулькевичском и Павловском районах подготовлены площадки по 10 га для размещения на них пищевых элеваторов. Общая мощность единовременного хранения, введенная в 2016–2017 годах, составляет 65,5 тыс. тонн

Литература

1. Домбровский А.Н. [и др.]. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2015.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
4. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оптимизация инвестиций в транспортно-логистическую деятельность предприятия // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2013. – № 3. – С. 208–210.
6. Коновалова Т.В., Заровная Л.С., Миротин Л.Б. Управление логистическими затратами на основе концепции затрат на качество // Прикладная логистика. – 2008. – № 3. – С. 38–43.
7. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Миронова М.П. Особенности системы обслуживания перевозок пассажиров по заказам в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 117–119.
9. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
10. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Надирян С.Л. Расчет экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 10. – С. 232–235.
11. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Ненастин С.В. Особенности финансово-экономического анализа деятельности автотранспортных предприятий // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2015. – № 3 (43). – С. 137–141.

References

1. Dombrovsky A.N. [et al.] Scientific problems of transport economics : a training manual. – Krasnodar : Published by FSBEI VO «KubGTU», 2017. – 264 p.

2. Iziumskiy A.A., Nadiryanyan S.L. Automation systems on motor transport. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2015.
3. Izium A.A., Nadiryanyan S.L., Senin I.S. Computer engineering and networks in industry. – Krasnodar, 2014.
4. Kiriy K.A., Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L. Estimation of investments efficiency in transport and logistic systems // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.
5. Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L. Optimization of investments into transport and logistic activity of the enterprise // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2013. – № 3. – P. 208–210.
6. Konovalova T.V., Zarovnyaya L.S., Mirotin L.B. Logistic cost management on the basis of the quality cost concept // Applied logistics. – 2008. – № 3. – P. 38–43.
7. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of the current state of transport and logistics system of Krasnodar region: mechanics, equipment, materials and technologies / Collection of scientific articles on the materials of the international scientific-practical conference devoted to the 100th anniversary of FSBEI VO «Kuban State Technological University». – 2018. – P. 655–662.
8. Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L., Mironova M.P. Features of the system of the passenger transportation service by orders in the region // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
9. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of the current state of transport and logistics system of Krasnodar region: mechanics, equipment, materials and technology / Collection of scientific articles on the materials of the international scientific-practical conference devoted to the 100th anniversary of FSBEI VO «Kuban State Technological University». – 2018. – P. 655–662.
10. Konovalova T.V., Mironova M.P., Nadiryanyan S.L. Calculation of an economic efficiency of the international transportations in transport-technological systems // Humanitarian, social-economic and social sciences. – 2018. – № 10. – P. 232–235.
11. Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L., Nenastin S.V. Peculiarities of the financial-economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of the Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

УДК 656.073

**АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫБОРА
ПОДВИЖНОГО СОСТАВА ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ ДОСТАВКИ ГРУЗОВ**



**ANALYSIS OF INDICATORS FOR EVALUATING THE EFFECTIVENESS
OF THE CHOICE OF ROLLING STOCK
IN THE ORGANIZATION OF CARGO DELIVERY**

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Сенин И.С.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы эффективности в выборе подвижного состава при организации доставки грузов. При организации доставки различных грузов большое значение имеет предварительный подбор транспортных средств. Правильно подобранный тип автомобиля способствует обеспечению сохранности перевозимого груза, повышению производительности подвижного состава и снижению расходов на его доставку для участников транспортно-технологического процесса.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, груз, экономика, маршрут, доставка, подвижной состав.

Konovalova T.V.

Kuban state technological University

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University

Senin I.S.

Kuban state technological University

Annotation. The article deals with the issues of research in the field of international transport efficiency in transport and technological systems of the region. In modern conditions of globalization and integration of the economy, many countries of the world set a goal – to strengthen international trade relations. Therefore, there is a need to analyze the existing experience in research in the field of international transport efficiency in transport and technological systems.

Keywords: road transport, international transport, economy, route, delivery, transport and technological systems.

При организации доставки различных грузов большое значение имеет предварительный подбор транспортных средств. Правильно подобранный тип (марка) автомобиля способствует обеспечению сохранности перевозимого груза, повышению производительности подвижного состава и снижению расходов на его доставку для участников транспортно-технологического процесса [1].

Выбор типа и модели подвижного состава производится в два этапа:

- на первом этапе анализируются внешние, явно выраженные, условия эксплуатации и по ним подбирается соответствующий тип кузова, устанавливается приемлемая грузоподъемность подвижного состава и его основные эксплуатационные качества;
- на втором этапе выполняют сравнительный анализ выбранных на первом этапе транспортных средств путем сравнения показателей эффективности.

Выбор подвижного состава зависит от определенных параметров, благодаря которым можно определить автотранспортное средство наиболее подходящее для перевозки конкретного груза. Основными из параметров являются: вид груза, объем и расстояние перевозки, средства и способы производства погрузочно-разгрузочных работ, оптимальные условия перевозки и хранения груза, дорожные и климатические условия [2, 3].

Выбор наиболее рентабельного автомобиля для заданных условий эксплуатации осуществляется путем сопоставления эксплуатационных качеств автомобилей разных марок между собой.

Производительность грузового автомобиля – количество перевезенного груза в тоннах или выполненная транспортная работа в тонно-километрах за единицу времени [4].

Показатели производительности определяют эффективность использования подвижного состава за указанный период времени и характеризуют эффективность организации перевозок. Рассматриваемый показатель, как известно, зависит от ряда факторов, из которых часть управляемых организатором перевозок (время погрузки-разгрузки, коэффициент использования пробега и т.д.) и не управляемых, т.е. тех, которые определяются условиями эксплуатации (расстояние перевозок, скорость транспортного потока и т.д.).

Учитывая, что за каждую езду перевозится $q\Phi = q\gamma_c$ тонн груза, производительность автомобиля ($W_{ач}$ т·км/ч), рассчитывается по формуле:

$$W_{ач} = \frac{q \cdot \gamma_c \cdot V_T \cdot \beta_e}{L_{er} + t_{пр} \cdot V_T \cdot \beta_e}, \quad (1)$$

где q – номинальная грузоподъемность автомобиля, т; γ_c – статический коэффициент использования грузоподъемности; $t_{пр}$ – время простоя автомобиля под погрузкой и разгрузкой, за один цикл, ч; L_{er} – длина ездки с грузом, км; β_e – коэффициент использования пробега; V_T – техническая скорость, км/ч.

Коэффициент использования грузоподъемности (γ), определяется как отношение фактического веса груза к номинальной грузоподъемности автомобиля:

$$\gamma = q_{ф} / q_N, \quad (2)$$

где $q_{ф}$ – фактический вес груза, т; q_N – номинальная грузоподъемность автотранспортного средства, т.

Номинальная грузоподъемность машины означает наибольшую массу груза, на подъем которого она рассчитана.

Фактическая грузоподъемность ($q_{ф}$, т), определяется по формуле:

$$q_{ф} = ab \cdot (h \pm h_1) \rho_0, \quad (3)$$

где a , b , h – внутренние габаритные размеры кузова: соответственно длина, ширина, высота, м; h_1 – расстояние от верхнего края платформы до уровня погрузки груза, м; ρ_0 – объемная масса (плотность) груза, т/м³

Коэффициент грузовместимости ($\gamma_{вм}$) определяется для конкретного вида груза и его упаковки и рассчитывается по формуле:

$$\gamma_{вм} = V_k \cdot \eta \cdot \rho_0 / q_N, \quad (4)$$

где V_k – внутренний геометрический объем кузова передвигного средства, м³; η – коэффициент использования объема кузова при данном виде груза; ρ_0 – объемная масса (плотность) груза, т/м³; q_N – номинальная грузоподъемность передвигного средства, т.

Коэффициент грузовместимости показывает, какая часть грузоподъемности подвижного состава может быть использована при перевозке данного груза. При $\gamma \geq 1$ грузоподъемность передвигного средства может быть использована полностью. Чем меньше значение коэффициента грузовместимости, тем меньше используется грузоподъемность передвигного состава.

Коэффициент использования объема кузова (η) является отношением фактически используемого объема кузова при данном виде груза и его упаковки к его полному геометрическому объему [5,6]. В случае возможности полного использования объема кузова, например погрузки бортовой платформы вровень с бортами или кузова фургона на его полную высоту, $\eta = 1$. Когда же по особенностям данного вида груза и условиям его перевозки полный внутренний объем кузова не может быть использован, $\eta < 1$.

Объем навалочного груза ($V_{г}$, м³), который может быть перевезен передвигным средством, необходимо рассчитывать по формуле, учитывающей объем «шапки», образующейся над верхней поверхностью открытого кузова:

$$V_{г} = V_k + (b_k/2) 3tg\alpha_{дв}, \quad (5)$$

где V_k – геометрический объем кузова, м³; b_k – ширина кузова, м; $\alpha_{дв}$ – угол естественного откоса груза в движении.

Проходимость – способность транспортного средства передвигаться по дорогам низкого качества и вне дорожной сети, а также – преодолевать искусственные и естественные препятствия без привлечения вспомогательных средств. По проходимости транспортная техника подразделяется на машины обычной проходимости (предназначенные для движения по шоссейным и грунтовым дорогам), повышенной проходимости (с колёсной формулой 4x4, 6x4, 6x6, 8x8, основным назначением которой является работа на дорогах и на местности без дорог) и высокой проходимости (гусеничная техника и полноприводная автотехника) [7].

Средняя техническая скорость измеряется количеством километров, которые проходит автомобиль в среднем за час, и определяется отношением общего пробега за данный период ко времени движения, затраченного на этот пробег, по формуле:

$$V_T = L_{\text{общ}} / t_{\text{дв}}, \quad (6)$$

где $L_{\text{общ}}$ – общий пробег за данный период, км; $t_{\text{дв}}$ – время движения, ч.

Средняя эксплуатационная скорость – это условная скорость движения подвижного состава за время его нахождения на линии, определяемая, отношением общего пробега ко времени работы автомобиля на линии.

Для подвижного состава в заданных условиях эксплуатации сравнительная эффективность определяется значением приведенных затрат на перевозки, а также их трудоемкостью и энергоемкостью.

Удельные приведенные затраты (наиболее важный интегральный показатель), которые существенно зависят от грузоподъемности, долговечности, надежности, простоты и периодичности технического обслуживания и ремонта, экономичности по расходу топлива и др. Удельные приведенные затраты представляют собой обратную величину отношения полезного суммарного эффекта от эксплуатации к суммарным затратам.

С этим показателем тесно связан «запас хода по топливу»:

$$L_T = 100 \cdot V_B / Q_L, \quad (7)$$

где V_B – емкость бака, л; Q_L – расход топлива, л/100 км.

Таким образом, эффективность автомобильных перевозок зависит от многих компонентов. Для этого руководству компании приходится решать определенные задачи. Так, организация работ и планы должны удовлетворять требованиям рынка и населения, предоставлять услугу наивысшего качества.

Литература

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Модели формирования эффективной маршрутной сети: Механика, оборудование, материалы и технологии / электронный сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции; редакция: Литвинов А.Е., Пломодьяло Р.Л., Коновалова Т.В., Гукасян А.В., Война А.А., Вольченко Н.А. – 2019. – С. 591–596.
2. 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.
3. 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.
4. Сенин И.С., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Особенности разработки проектов организации дорожного движения по маршруту перевозки крупногабаритных грузов // Модернизация и научные исследования в транспортном комплексе. – 2017. – Т. 1. – С. 65–70.
5. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.

References

1. Dombrovskiy A.N., Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L. Models for formation of an effective route network: Mechanics, equipment, materials and technologies / electronic collection of scientific articles on the materials of the international scientific-practical conference; editorial board: Litvinov A.E., Plodialo R.L., Konovalova T.V., Gukasyan A.V., War A.A., Volchenko N.A. – 2019. – P. 591–596.

2. Iziumskiy A.A., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Functioning efficiency increase of the transport and logistic systems through the influence on the financial flows // *Gumanitarn, socio-economic and social sciences*. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Senin I.S. Features of the information support of the motor transport enterprises activity for traffic safety increase // *Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University»*. – 2015. – № 2. – P. 96–103.
4. Senin I.S., Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Features of development of projects of the traffic organization on a route of transportation of largesized cargoes // *Modernization and scientific research in a transport complex*. – 2017. – Vol. 1. – P. 65–70.
5. Konovalova, T.V. [et al.]. *Analysis of transport systems operation : a training manual*. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ
И ЕВРОПЕЙСКИХ МЕТОДИК РАСЧЕТА БОЛЬВЕРКОВ



COMPARISON OF RUSSIAN
AND EUROPEAN METHODS OF CALCULATION OF THE BULWARKS

Копцев Илья Сергеевич
студент, бакалавр 4 курс,
Кубанский государственный
технологический университет
Koptsev-i@mail.ru

Koptsev Ilya Sergeyevich
Student, bachelor of the 4th year,
Kuban state technological university

Аннотация. в статье будут рассматриваться такие вопросы, как само понятие конструкции и назначения больверка, основные методы и методика расчета. Представлены европейские и отечественные методики с описанием их достоинств и недостатков, проведен сравнительный анализ результатов расчета.

Annotation. The article will address such issues as the concept of the construction and purpose of the Bolwerk, the main methods and methods of calculation. European and domestic methods are Presented with a description of their advantages and disadvantages, and a comparative analysis of the calculation results is conducted.

Ключевые слова: больверк, механика грунтов, европейские методы расчета, отечественные методы расчета, сравнительный анализ.

Keywords: bolwerk, soil mechanics, European calculation methods, domestic calculation methods, comparative analysis.

Больверк, болверк или больворок представляет собой инженерное гидротехническое сооружение, которое предназначено для защиты морского берега и прибрежной зоны от разрушающего действия волн и воздействия других разрушительных природных явлений. Они устанавливаются с крутыми (так же морскими стенами и их выводят из бута на цементном растворе, с облицовкой стены, которая обращена в сторону моря, тесеным камнем.) или пологими береговыми откосами, а так же существуют одновременно и с крутыми, и с пологими (такие больверки, у которых на высоту дается от трех до десяти высот в основании. Располагаются они могут параллельно берегу и состоят из насыпи из земли, покрытой с внешней лицевой стороны крупными камнями, которые величиной не менее двух третей высоты волн), в этом случае их называют смешанными больверками.

В странах ЕС окончательная формулировка текста ЕК7 принята в 2003 г., и при этом ЕвроКоды принимают положение национальных стандартов. В этом случае представляется надлежущим стандартизировать отечественные документы с европейскими, так же как это сделано применимо к расчету оснований и фундаментов мелкого устройства.

Одной из важных задач портовой гидротехники является конструирование больверков (болверк, больворок) с установленной свободной высотой H под действием проектной эксплуатационной нагрузки. Как СНиП 2.06.07-87, так же и ЕК7 формулируют эту задачу так же: не допускать снижения основанием несущей способности, а постройкой – прочности и помимо того, горизонтальные перемещения лицевой стенки не должны быть больше заданной максимальной величины.

В российских расчетах оснований показатели грунтов формируются согласно СНиП 2.02.02-85.

В ЕК7 проектное значение X_d свойства грунта вычисляются через характеристическое значение X_k , считающее по результатам проверок с небольшой вероятностью 0,95. Связь между X_d и X_k имеет вид:

$$X_d = X_k / \gamma_i, E_d = \{= E\{\gamma_F \cdot F_{REP}; X_k / \gamma_M\},$$
$$E_{d=\gamma_F} \cdot E\{F_{REP}; X_k / \gamma_M\},$$

где γ_i – частные коэффициенты надежности: γ_F – по нагрузкам; γ_R – по сопротивлению; γ_M – по грунту.

Следовательно, требования к доверительной вероятности характеристических значений s , ϕ , E и плотности грунта g аналогичные, как к доверительной вероятности показателей грунта по 1 ГПС, то есть X_k в ЕК7 аналогично X_i .

Следовательно это означает, что статические показатели разнотипность механических свойств грунта, которые мы учитываем в СНиП коэффициентом надежности по грунту, в ЕК7 предусматриваются заранее. Коэффициенты надежности, которые вводятся дополнительно считают вероятность других неблагоприятных обстоятельств, например неточности в принятой модели грунта.

Отечественные расчеты бойверка по 1-му и 2-му группам предельных состояний рассчитываются с учетом требований, изложенных в СНиП и других требованиях.

Расчеты по ЕвроКодам так же предусматривают два варианта проверки.

1. Проверка сопротивления при предельных значениях свойств конструкции и грунта

Рассматривая ситуацию предельного значения при разрушении, нужно утвердиться в том, что:

$$E_d \leq R_d,$$

где E_d – проектное значение влияния воздействия (расчетное значение действующей обобщенной силы или деформаций); R_d – проектное значение сопротивления воздействию (расчетное значение обобщенной силы предельного сопротивления).

Левая часть неравенства должна удовлетворять уравнениям:

$$E_d = \{ = E\{\gamma_F \cdot F_{REP}; X_k/\gamma_M\}, \\ E_{d=\gamma_F} \cdot E\{F_{REP}; X_k/\gamma_M\},$$

где F_{REP} – значительное значение воздействия (постоянная плюс временные особые нагрузки).

Правая часть неравенства устанавливается из уравнений:

$$R_d = R\{\gamma_F \cdot F_{REP}; X_k/\gamma_M\}, \\ R_d = R\{\gamma_F \cdot F_{REP}; X_k\}/\gamma_R, \\ R_d = R\{\gamma_F \cdot F_{REP}; \frac{X_k}{\gamma_M}\}/\gamma_R.$$

Выбор одного из выше изложенных вариантов зависит от традиций геотехнических школ разных европейских стран. Знак равенства в условии расчета приводит к наиболее экономичному решению. Учет зависимостей рассматриваемых формул расчета дает наиболее неблагоприятную детализацию условия в виде:

$$\gamma_F \cdot F_{REP} = \frac{R\{X_k}{\gamma_M}\}/\gamma_R.$$

ЕК7 допускает 3 проектных подхода при рассмотрении последнего расчета. Каждому подходу соответствует свой набор наиболее часто встречаемых значений коэффициентов надежности. В большинстве европейских стран отдают предпочтение ограничиваться вариантом, который включает в себя набор коэффициентов надежности А1 и М2 (табл.1).

При этом нужно быть уверенным в том, что предельное состояние не возникает при наборах коэффициентов как А1, так и М2 или R2.

В строке А1 запас входит в нагрузки, из этого получается уравнение в предельном состоянии принимает вид :

$$F_{REP} = R\{X_k\}/\gamma_F.$$

В строке М2 запас входит в величины прочности грунта. В этом варианте тоже уравнение определяют как:

$$F_{REP} = R\{X_k/\gamma_M\}.$$

Таблица 1

Частные коэффициенты надежности по		Набор коэффициентов		
		A1	M2	R2
нагрузке γ		1,35	1,00	1,00
сопротивлению γ		1,00	1,00	1,40
грунту γ	углу внутреннего трения γ	1,00	1,25	1,00
	сцеплению γ	1,00	1,25	1,00
	удельному весу γ	1,00	1,00	1,00

*Коэффициент γ применяется к значению tg

Значения активного и пассивного давлений грунта рассчитываются по Кулону с углом трения о стенку $\delta \leq 2\phi/3$. Коэффициенты распора и отпора формируются по формулам Мюллера-Бреслау с коэффициентом надежности $\gamma_m = 1,05$. Активное давление грунта является выполнимым, если перемещение шпунта $u > 0,0005$ Н. При $u \leq 0,0005$ Н стена считается не двигаемой.

2. Проверка эксплуатационной надежности

Для контроля предельных состояний эксплуатационной надежности грунта и конструкции необходимо, что бы:

$$E \leq C,$$

где C – предельное значение горизонтального перемещения больверка.

В этих расчетах имеется в виду, что перемещение C_d может вызвать разрушение смежных конструкций и коммуникаций или привести к недопустимой разности осадок подкрановых путей. Расчеты выполняются при коэффициентах надежности $\gamma = 1,0$ с типичными показателями грунтов, которые всегда меньше нормативных значений.

Металлический больверк с одним ярусом анкеровки

Видимая лицевая стенка из шпунта типа Ларсен; свободная высота больверка – 10 м; Отметки точки крепления анкера к поверхностной стенке – 3,0,0,5,0,0 и (-7,0) м соответственно. Добавочных нагрузок от волн, судов нет. Грунты основания (мелкий песок) и засыпки (песок средней крупности) в таблице 2 (K – коэффициент пропорциональности в контактной модели грунта). В числителе значения удельного веса грунта над водой, в знаменателе – под водой.

Таблица 2

Вид грунта	По СН и П 2.02.02-85						По ЕК7				
	$\phi = \phi$, град.	ϕ , град.	$C = C = C$, кПа	γ , кН/м	γ , кН/м	K , кН/м	ϕ , град.	ϕ , град.	$C = C$, кПа	$\gamma = \gamma$, кН/м	K , кН/м ⁴
Песок средней крупности	35	30	0			5000	30	25	0		4170
Песок мелкий	30	26	0	–	–	5000	26	21	0	–	4170

Разрешенные значения перемещений больверка на отметке 3.0 м – 8 см; на отметке 0,5 м – 7,2 см. Данные полученные значения считаются исключительными в обоих вариантах как в отечественном, так и в европейских нормах. В европейских странах для расчета больверков используется программа Msheet. Расчет в этой программе сравнивался с результатами расчетов по программе BOMAJN, которую используют в отечественных организациях.

В подведение итога можно сказать то, что такое сравнение методик расчета больверка показало заметное неравенство в подходах российских и европейских норм. Последние относятся к расчетам более осторожно в плане назначений свойств грунтов.

Даже характеристические значения, идут в разрез нашим нормативным величинам, и определяются с обеспеченностью 95 % (с коэффициентом надежности 1,2) . Так же коэффициенты надежности применяются отдельно так как, это гарантирует обильный запас несущей способности основания.

Литература

1. Фадеев А.Б., Лукин В.А. Сопоставление методик СНиП и ЕК7 при расчете оснований фундаментов мелкого заложения // ОФМГ. – 2006. – № 4.
2. Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения : СНиП 2.06.07-87 / Госстрой СССР. – М. : Госстрой СССР, 1986. – 45 с.
3. Леонова А.Н. Методика определения коэффициентов гидравлического сопротивления проницаемых волногасящих гидротехнических сооружений : дис. ... кандидата технических наук / Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – СПб., 2006.
4. Леонова А.Н. Экспериментальное определение коэффициентов гидравлических сопротивлений различных видов проницаемых набросок : Проблемы нормирования и исследования потребительских свойств мостов // труды ЦНИИС; под редакцией А.И Васильева. – М., 2002. – Вып. 208. – С. 197–203.
5. Иванов А.В. [и др.]. Новые математические модели и программные комплексы в прибрежной морской гидротехнике : монография. – Сочи, 2014.
6. Леонова А.Н. Методика определения коэффициентов гидравлического сопротивления проницаемых волногасящих гидротехнических сооружений : автореферат дис. ... кандидата технических наук / Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – СПб., 2006.
7. Леонова А.Н. Взаимодействие волн с проницаемыми волногасящими гидротехническими сооружениями : монография. – Краснодар, 2015.
8. Сравнение отечественных и зарубежных методов расчета больверков. – URL : <https://docplayer.ru/38019628-Sravnenie-otechestvennyh-i-evropeyskih-metodik-rascheta-bolverkov.html>

References

1. Fadeev A.B., Lukin V.A. Comparison of the SNiP and EK7 methods at calculation of the small-scale pound-data bases // OFMG. – 2006. – № 4.
2. Support walls, shipping locks, fish passage and fish protection structures : SNiP 2.06.07-87 / Gosstroy SSSR. – M. : Gosstroy of the USSR, 1986. – 45 p.
3. Leonova A.N. Method for determination of the hydraulic resistance coefficients of the permeable breakwaters hydrotechnical structures : dis. ... Candidate of Technical Sciences / All-Russian Scientific Research Institute of Hydraulic Engineering named after B.E. Vedeneev. – SPb., 2006.
4. Leonova A.N. Experimental determination of coefficients of hydraulic resistances of different types of permeable sketch : Problems of rationing and research of bridge consumer properties // Proceedings of CNIIS; under edition of A.I. Vasiliev. – M., 2002. – Issue. 208. – P. 197–203.
5. Ivanov A.V. [et al.]. New mathematical models and program complexes in coastal marine hydrotechnics: monograph. – Sochi, 2014.
6. Leonova A.N. Method for determination of the hydraulic resistance coefficients of the permeable wave-quenching hydrotechnical structures: abstract of dis. ... Candidate of Technical Sciences / All-Russian Scientific Research Institute of Hydraulic Engineering named after B.E. Vedeneev. – SPb., 2006.
7. Leonova A.N. Interaction of waves with the permeable wave-quenching hydrotechnical structures: a monograph. – Krasnodar, 2015.
8. Comparison of domestic and foreign methods for calculation of bolverki. – URL : <https://docplayer.ru/38019628-Sravnenie-otechestvennyh-i-evropeyskih-metodik-rascheta-bolverkov.html>

УДК 691

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ СТЕНОВЫХ БЛОКОВ ИЗ АРБОЛИТА И КЕРАМЗИТОБЕТОНА



COMPARATIVE ANALYSIS OF THE PROPERTIES OF WALL UNITS FROM ARBOLITE AND CERAMZYE CONCRETE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук,
доцент центра АКРиОС,
Тольяттинский государственный университет
kramarenkoav@mail.ru

Насирова Айнура Расим кызы

студент,
Тольяттинский государственный университет
a.nasirova2010@yandex.ru

Аннотация. В статье приведен сравнительный анализ некоторых физико-технических свойств стеновых блоков из арболита и керамзитобетона.

Ключевые слова: блоки из арболита, блоки из керамзитобетона, стеновые материалы.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Center AKRiOS,
Togliatti State University

Nasirova Ainura Rasim kyzy

Student,
Togliatti State University

Annotation. The article provides a comparative analysis of some of the physicochemical properties of wall blocks made of wood concrete and expanded clay concrete.

Keywords: blocks from wood concrete, blocks from expanded clay concrete, wall materials.

Несмотря на относительный кризис в строительстве и сравнительно невысокие заработные платы населения, прослеживается тенденция увеличения возведения малоэтажных домов. Это объясняется желанием людей жить в некоторой удаленности от больших городов, а также экологической целесообразностью и наличием небольших земельных участков, которые можно использовать для ведения сельского хозяйства.

Как показали первичные исследования рынка строительных материалов, применяемых при возведении наружных внутренних стен и перегородок, наибольшей популярностью пользуются: керамзитобетон [1], Kerakam, силпор, керамический и клинкерный кирпич, пенобетон, бетон повышенной плотности [2], вермикулитовые и перлитовые материалы [3] и др. Эти и прочие строительные изделия обладают достаточными прочностными, теплоизоляционными и другими характеристиками [4, 5]. Следует отметить, что при возведении 2–3-х этажных гражданских и промышленных зданий, в том числе различных складов и других помещений для сельского хозяйства, широко применяются арболитовые блоки [6].

Арболит – лёгкий бетон, совмещающий в себе цементное вяжущее, органический наполнитель (до 80–90 % объёма) и химические добавки. В качестве органического наполнителя для арболита применяется измельчённая древесина. Для блокировки негативного воздействия органических веществ на процесс затвердевания цемента применяется минерализация наполнителя посредством добавления сульфата алюминия, хлорида кальция, нитрата кальция или жидкого стекла.

Керамзитобетон [7] – универсальный и относительно лёгкий материал. Объёмный вес 1 м³ блока составляет 700–1400 кг, а проводимость тепла 0,2 м² · °С/Вт. В качестве основного материала для изготовления керамзитобетона является экологически чистый материал – керамзит, представляющий из себя прошедшую специальный обжиг вспененную глину. Получившуюся гранулу покрывает спёкшаяся оболочка, тем самым увеличивая её прочность. Керамзитобетон по своим теплозвукоизоляционным характеристикам и стойкости к воздействиям химических веществ и повышенной влажности имеет превосходство по сравнению с большинством лёгких бетонов [8].

Для анализа эффективности применения арболитовых и керамзитобетонных блоков был произведен анализ их физико-технических свойств (табл. 1) и составлены графики сопротивления теплопередаче (рис. 1 и 2).

Таблица 1 – Сравнительная характеристика средних показателей стеновых блоков

№ п/п	Наименование средних показателей	Наименование материала			
		керамзитобетонный блок	арболитовый блок	газобетонный блок	пенобетонный блок
1	Средняя плотность, кг/м ³	500–1600	400–850	400–800	600–800
2	Морозостойкость, цикл	50–75	25–50	35–50	15–25
3	Теплопроводность, Вт/м·°C	0,14–0,34	0,08–0,17	0,09–0,15	0,15–0,4
4	Прочность на сжатие, МПа	3,5–30	0,5–3,5	0,5–15	0,25–12,5
5	Водопоглощение, %	10–12	40–85	21–25	11–15
6	Усадка, мм/м ² (%)	0	0,4–0,5	0,3	0,6–1,2
7	Звукопроницаемость, Дб	70	55	50	50
8	Долговечность, лет	более 90	более 50	более 70	более 20
9	Объёмный вес изделия, кг/ м ³	700–1400	500–700	200–600	400–900

Сопротивление теплопередаче: 1,51 (м²·°C)/Вт

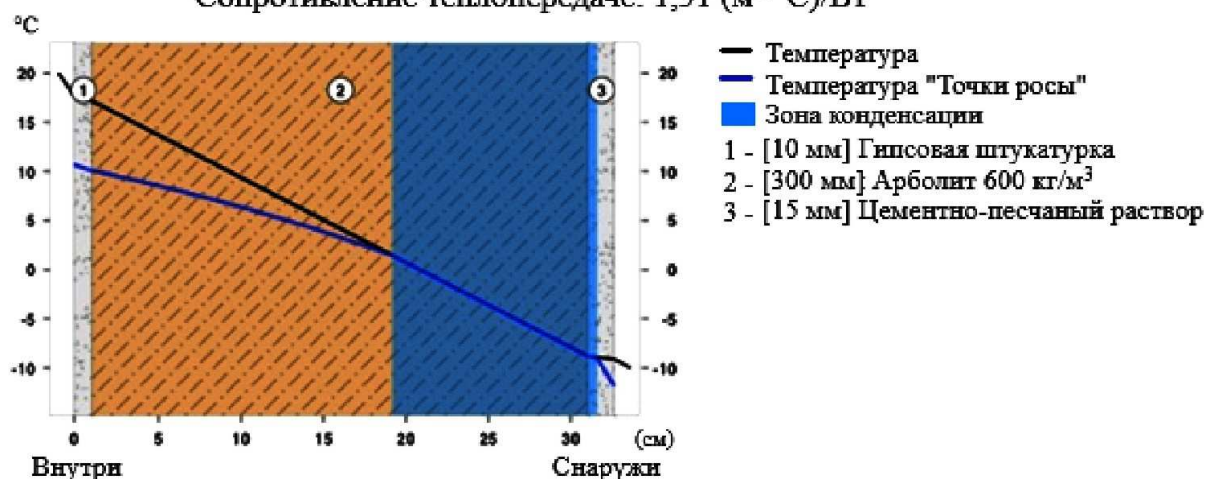


Рисунок 1 – График сопротивления теплопередаче арболита

Сопротивление теплопередаче: 3,50 (м²·°C)/Вт

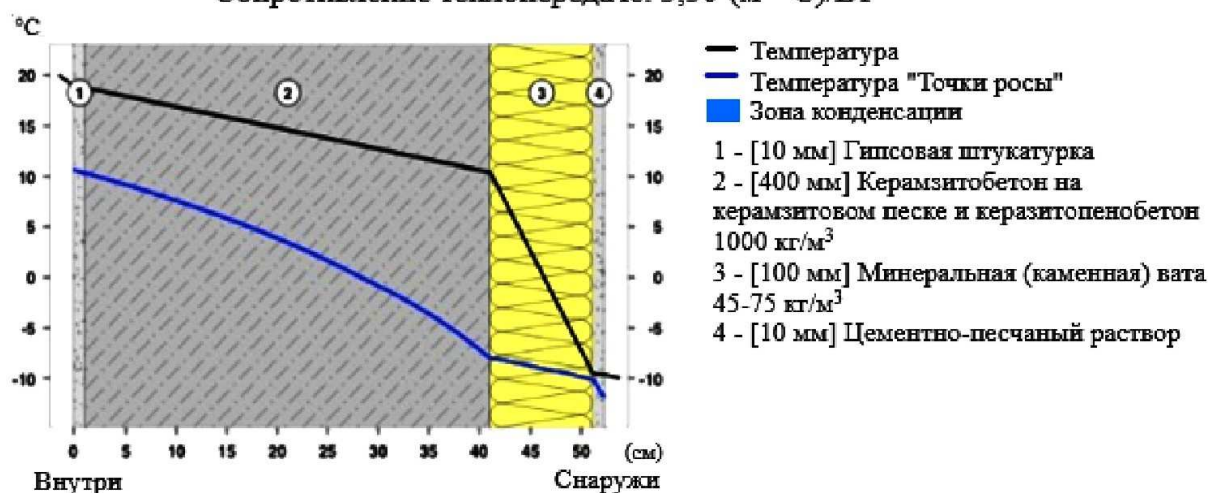


Рисунок 2 – График сопротивления теплопередаче керамзитобетона

Анализ характеристик, приведенных в таблице 1, показал возможность выделения преимуществ и недостатков каждого из представленных материалов. Характерным преимуществом арболитовых блоков перед блоками из керамзитобетона, несомненно, является меньший удельный вес, что влечет снижение нагрузки на фундамент в 1,5–2

раза. Также арболит характеризуется хорошей прочностью на изгиб, но имеет наименьшую марочную прочность блоков.

Показатель водопоглощения арболита колеблется в пределах 40–85 %, что превышает процент водопоглощения керамзитобетона в 4–8 раз. Вода, попадая внутрь материала, при замерзании начинает расширяться, что приводит к разрушению поверхности материала изнутри и сказывается на прочности. Поэтому материалу требуется защита от воздействия влаги. Керамзитобетонные блоки способны выдерживать от 50 до 75 циклов заморозания-оттаивания, когда у блоков из арболита количество циклов колеблется от 25 до 50.

Таким образом, анализ физико-технических свойств рассмотренных строительных материалов позволяет утверждать, что оба вида блоков обладают определённым набором достоинств и недостатков, которые при целесообразном применении в процессе строительства позволяют решить ряд технологических вопросов в процессе строительства.

Литература

1. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Сравнительный анализ стеновых блоков из керамзитобетона, пенобетона и газобетона // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 402–404.
2. Esenkov I.I., Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibropressed product // Materials Science Forum. – 2018. – Vol. 931 MSF. – P. 589–593.
3. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Использование вермикулитовых и перлитовых материалов в качестве теплоизоляции при возведении зданий и сооружений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 399–401.
4. Крамаренко А.В., Мустекова А.М. Способ изготовления конструкционно-теплоизоляционного материала : Патент № 2637680. – М.: Государственный реестр изобретений РФ, 06.12.2017 г.
5. Крамаренко А.В., Лазарев А.Н., Ваучский М.Н., Савчук А.Д., Косенков В.Н., Яковлев А.В. Способ изготовления конструкционно-теплоизоляционного материала : Патент № 2524364. – М. : Государственный реестр изобретений РФ, 04.06.2014 г.
6. Шапарин В.Д., Самошин А.П. Арболит. Производство и его преимущества // Молодежный научный вестник. – 2017. – № 5 (17). – С. 160–164.
7. Крамаренко А.В., Голова А.В. Перспективные направления исследований керамзитобетона // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 402–404.
8. Крамаренко А.В., Калиниченко Н.М., Миронова Я.А. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.

References

1. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Comparative analysis of wall blocks made of expanded clay concrete, foam concrete and aerated concrete // The science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 402–404.
2. Esenkov I.I., Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibropressed product // Materials Science Forum. – 2018. – Vol. 931 MSF. – P. 589–593.
3. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. The use of vermiculite and perlite materials as thermal insulation in the construction of buildings and structures // The science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 399–401.
4. Kramarenko A.V., Mustekova A.M. A method of manufacturing a structurally insulating material : Patent № 2637680. – M. : State Register of Inventions of the Russian Federation, December 6, 2017.
5. Kramarenko A.V., Lazarev A.N., Vauchsky M.N., Savchuk A.D., Kosenkov V.N., Yakovlev A.V. A method of manufacturing a structurally insulating material : Patent № 2524364. – M. : State Register of Inventions of the Russian Federation, 06/04/2014.
6. Shaparin V.D., Samoshin A.P. Arbolite. Production and its advantages // Youth Scientific Herald. – 2017. – № 5 (17). – P. 160–164.
7. Kramarenko A.V., Head A.V. Promising lines of research of expanded clay concrete // The science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 402–404.
8. Kramarenko A.V., Kalinichenko N.M., Mironova Y.A. Comparative analysis of the thermal characteristics of expanded clay concrete blocks with building products of a similar purpose // Innovation and investment. – 2018. – № 4. – P. 318–320.

УДК 691

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЭКСТРУЗИОННОГО ПЕНОПОЛИСТИРОЛА И ПЕНОИЗОЛА



COMPARATIVE ANALYSIS OF THERMOPHYSICAL PROPERTIES OF EXTRUDED POLYSTYRENE FOAM AND PENOIZOL

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук,
доцент центра АКРиОС,
Тольяттинский государственный университет
kramarenkoav@mail.ru

Насирова Айнура Расим кызы

студент,
Тольяттинский государственный университет
a.nasirova2010@yandex.ru

Аннотация. В статье приведен сравнительный анализ некоторых физико-технических свойств экструзионного пенополистирола и пеноизола как теплоизоляционных материалов.

Ключевые слова: теплоизоляционные материалы, утеплитель, пеноизол, экструзионный пенополистирол.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Center AKRiOS,
Togliatti State University

Nasirova Ainura Rasim kyzy

Student,
Togliatti State University

Annotation. The article provides a comparative analysis of some of the physical and technical properties of extruded polystyrene foam and penoizol as heat-insulating materials.

Keywords: heat-insulating materials, insulation, penoizol, extruded polystyrene foam.

В связи с развитием промышленного строительства и огромным спросом строительных продукции, заводы-изготовители выпускают большой ассортимент различных материалов, например, таких, как керамзитобетон [1, 2], пенобетон, керамический и клинкерный кирпичи, силпор, вермикулитовые и перлитовые материалы [3], бетон повышенной плотности [4] и др. Несмотря на эффективность данных строительных материалов и развитие энергосберегающей политики Российской Федерации, при возведении наружных стен целесообразно использовать теплоизоляционные строительные изделия, обладающие достаточными эксплуатационными характеристиками [5].

В настоящее время рынок строительных материалов предлагает широкую номенклатуру различных теплоизоляционных материалов [6]. Например, при малоэтажном и частном строительстве массово применяются два вида теплоизоляторов: экструзионный пенополистирол (его также называют «вспененным») и пеноизол. Консалтинговые исследования технических характеристик данных материалов показали их некоторые эксплуатационные особенности.

Экструзионный пенополистирол, в частности серии carbon [7] – теплоизоляционный материал, состоящий из гранул полистирола и производимый методом экструзии, то есть путём смешивания при высоком давлении и температуре гранул полистирола с введением вспенивающего агента и последующим непосредственным выдавливанием его из экструдера. Данный утеплитель на сегодняшний день является одним из востребованных утеплителей, который рекомендован для самого широкого применения в строительной сфере. Отличные механические свойства, устойчивость к воздействию низких температур, относительно небольшие хорошие теплопроводность (0,035–0,044 Вт/м·К) и удельный вес (25–45 кг/м³), а также низкое водопоглощение (0,15–0,4 %) способствуют открытию большому числу возможностей для применения экструзионного пенополистирола в качестве утеплителя в современном строительстве.

Пеноизол представляет собой вспененный полимер, гранулы которого «вспенивают» под давлением, после чего их сушат, стабилизируют и спекают при высокой температуре в специальных формах. На рисунке 1 приведен примерный расход материалов, необходимых для его производства. Пеноизол относится к группе пенопластов с открытой структурой ячеек – это позволяет ему и утепляемым конструкциям дышать.

Обратной стороной медали является его гигроскопичность, то есть относительно высокое водопоглощение (около 2 %): влага пропускается, ограничивая при этом применение данного материала. Паропроницаемость пеноизола (0,2–0,24 мг/м·ч·Па) подтверждается отзывами владельцев частных домов, отмечается, что он не способен накапливать конденсат. К полезным свойствам относят стойкость к биологическим угрозам (гниению, грибку и даже грызунам), негорючесть и хорошую адгезию. Также данный утеплитель широко применяется во многих странах благодаря своим эксплуатационным свойствам, которые позволяют значительно сократить строительные затраты.

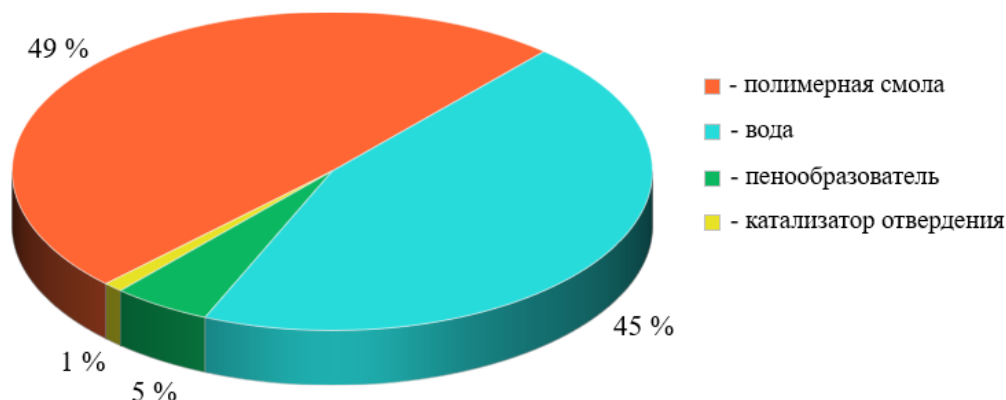


Рисунок 1 – Ориентировочный расход материалов для производства пеноизола

Для анализа эффективности применения пенополистирола и пеноизола как теплоизоляционных материалов был произведен анализ их физико-технических свойств.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика теплоизоляционных материалов

Наименование показателя	Наименование материала	
	экструзионный пенополистирол	пеноизол
Теплопроводность, Вт/м·К	0,035–0,044	0,031–0,04
Паропроницаемость, мг/м·ч·Па	0,012–0,018	0,2–0,24
Водопоглощение, %	0,15–0,4	10,5–20
Средняя плотность, кг/м³	25–45	10–25
Прочность на сжатие, МПа	0,25–0,5	≤0,2
Температурный диапазон	от –100 до +75 °С	от –50 до +110 °С
Класс горючести	Г3	Г2

Проанализировав характеристики, представленные в таблице 1, можно выделить преимущества и недостатки каждого из материалов. Характерными преимуществами пенополистирола, по сравнению с пеноизолом, являются его относительно высокая прочность на сжатие, а также низкое водопоглощение. Экструзионный пенополистирол практически не впитывает влагу, в то время как структура пеноизола обуславливает его высокую влаговпитывающую способность, которая, например, требует дополнительной влагоизоляции в надземной части фундамента и ограничивает его применение в подземной.

Одним из недостатков использования экструзионного пенополистирола в качестве материала для утепления является его паронепроницаемость, то есть в тех помещениях, где требуется установка систем вентиляции из-за возможно повышенной влажности, его применять не рекомендуется. В отличие от пенополистирола, утепление пеноизолом возможно даже при недостаточной организации воздухообмена, так как соотношение влаги и тепла при использовании данного материал весьма оптимально.

Рассматривая пожаробезопасность теплоизоляционных материалов, стоит отметить, что пеноизол относится к классу горючести Г2 – материалам, не способным к самостоятельному горению, и на открытом пламени пеноизол только лишь обугливается.

Стоит отметить, что экструзионный пенополистирол принадлежит классу горючести ГЗ, то есть обладает сильной горючестью, поэтому в его составе необходимо предусматривать специальные добавки – антипирены, снижающие возгораемость.

Не стоит оставлять без внимания и экологическую безопасность материалов. Пеноизол, по утверждению производителей прошел многочисленные проверки на безопасность и является полностью нейтральным материалом, безопасным как для человека так для животных, о чем свидетельствуют многочисленные сертификаты. Что касается пенополистирола в вопросах безопасности, то при его нагревании (в случае пожара) выделяется стирол – токсическое, бесцветное вещество, неблагоприятно влияющее на здоровье человека. Однако при нормальной эксплуатации экструзионный пенополистирол не опасен и не несет никакого вреда для живых организмов и окружающей среды.

Таким образом, анализ физико-технических свойств рассмотренных теплоизоляционных материалов позволяет утверждать, что оба вида утеплителя обладают определенным набором достоинств и недостатков, которые при целесообразном применении позволяют решить ряд технологических вопросов в процессе строительства зданий и сооружений.

Литература

1. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Сравнительный анализ стеновых блоков из керамзитобетона, пенобетона и газобетона // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 402–404.
2. Крамаренко А.В., Голова А.В. Перспективные направления исследований керамзитобетона // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 402–404.
3. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Использование вермикулитовых и перлитовых материалов в качестве теплоизоляции при возведении зданий и сооружений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 399–401.
4. Esenkov I.I., Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibropressed product // Materials Science Forum. – 2018. – Vol. 931 MSF. – P. 589–593.
5. Крамаренко А.В., Мустекова А.М. Способ изготовления конструкционно-теплоизоляционного материала : Патент № 2637680. – М. : Государственный реестр изобретений РФ, 06.12.2017 г.
6. Крамаренко А.В., Лазарев А.Н., Ваучский М.Н., Савчук А.Д., Косенков В.Н., Яковлев А.В. Способ изготовления конструкционно-теплоизоляционного материала : Патент № 2524364. – М. : Государственный реестр изобретений РФ, 04.06.2014 г.
7. Плиты пенополистирольные теплоизоляционные. Технические условия : ГОСТ 15588-2014 введ. 2015-07-01. – М. : Стандартинформ, 2015. – 16 с.

References

1. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Comparative analysis of wall blocks made of expanded clay concrete and aerated concrete // The science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 402–404.
2. Kramarenko A.V., Head A.V. Promising lines of research of expanded clay concrete // The science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 402–404.
3. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. The use of vermiculite and perlite materials as thermal insulation in the construction of buildings and structures // The science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 399–401.
4. Esenkov I.I., Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibropressed product // Materials Science Forum. – 2018. – Vol. 931 MSF. – P. 589–593.
5. Kramarenko A.V., Mustekova A.M. A method of manufacturing a structurally insulating material : Patent № 2637680. – M. : State Register of Inventions of the Russian Federation, December 6, 2017.
6. Kramarenko A.V., Lazarev A.N., Vauchsky M.N., Savchuk A.D., Kosenkov V.N., Yakovlev A.V. A method of manufacturing a structurally insulating material : Patent No. 2524364. – M. : State Register of Inventions of the Russian Federation, 06.04.2014.
7. Thermal insulation polystyrene plates. Technical conditions : GOST 15588-2014 Enter 2015-07-01. – M. : Standartinform, 2015. – 16 p.

УДК 69.059

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ФОТОГРАММЕТРИИ



DESIGN AND RECONSTRUCTION USING PHOTOGRAMMETRY

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
lan.75@mail.ru

Федотова Екатерина Андреевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
kati14fedotova@mail.ru

Акопьян Кристина Андреевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
kristina.16031998@mail.ru

Аннотация. В данной статье подробно разобрана современная технология, которой пользуются архитекторы и инженеры, занимающиеся реконструкцией и реставрацией, – фотограмметрия. Дано определение данной технологии. Приведены форматы, в которых можно загрузить результаты обработки фотографий. Описаны причины необходимости внедрения данной технологии. Дана подробная информация о ContextCapture. Обозначены существующие ограничения для камер, используемых при фотограмметрии. В статье подробно описан процесс фотограмметрии, а также способ триангуляции. Дано определение облака точек.

Ключевые слова: проектирование, реконструкция, фотограмметрия, модель, фотография.

Leonova Anna Nikolaevna

PhD in technical sciences,
Associate Professor of building structures,
Kuban State University of Technology

Fedotova Ekaterina Andreevna

Student,
Kuban State University of Technology

Akopyan Kristina Andreevna

Student,
Kuban State University of Technology

Annotation. This article details the modern technology used by architects and engineers involved in reconstruction and restoration – photogrammetry. The definition of this technology is given. The formats in which you can download the results of photo processing are given. The reasons for the need to implement this technology are described. Given detailed information about ContextCapture. The existing restrictions for cameras used in photogrammetry are indicated. The article describes in detail the process of photogrammetry, as well as the method of triangulation. The definition of a point cloud is given.

Keywords: design, reconstruction, photogrammetry, model, photography.

Архитекторы и инженеры, которые занимаются реконструкцией и реставрацией, нередко используют в своей деятельности современные технологии. Одной из инновационных методик является фотограмметрия.

Фотограмметрия – это технология, позволяющая определить формы, размеры и положение объектов по фотографиям. На сегодняшний день у многих компаний существует большой интерес к данной технологии, так как она позволяет быстро сгенерировать трехмерную модель объекта, причем на сбор и подготовку исходных материалов для генерации модели требуется меньше времени и ручного труда, чем при лазерном сканировании [1]. Применение фотограмметрии не требует освоения специальных навыков, приобретения дорогостоящего оборудования, то есть она является доступной в стоимости и использовании.

Построение модели ведется в автоматическом режиме, исходным материалом являются цифровые фотографии и опорные точки. Результат обработки можно загрузить в нескольких форматах:

- трехмерные полигональные модели (3MX, OBJ, FBX, DAE и др.);
- облака точек (LAS, POD) с настраиваемой плотностью точек;
- ортофотоплан;
- ЦММ.

Этап обработки полученных фотографий осуществляется непосредственно в офисе с помощью программы и длится несколько часов; для данного этапа участие инженера не требуется. В результате получается сгенерированная трехмерная модель, из которой можно удалить демонтируемые элементы и спроектировать новые [1].

Отсутствие понимания о реальном состоянии объекта, устаревшая документация (планы, чертежи, спецификации), длительный период выполнения съемки объекта, долгая обработка результатов лазерного сканирования мешают выполнить качественную работу без больших затрат в срок.

Внедрение фотограмметрии приведет к: сокращению времени на получение актуальной информации о реальном состоянии объекта в 2–3 раза, сокращению до 79 % времени и в 3 раза расходов на обработку результатов съемки, повышению качества проекта на 30–40 % за счет оперативного вариантного проектирования в единой проектной среде [1].

ContextCapture представляет собой технологию фотограмметрии, фактически являясь альтернативой лазерному сканированию. Она существенно дешевле лазерного сканирования. Технология ContextCapture автоматически создает высокоточные трехмерные модели по цифровым фотографиям, снятым практически любой камерой, будь то встроенная в смартфон камера или снимки с беспилотных летательных аппаратов, то есть фотографирование может производиться на любой современный аппарат, только существуют некоторые ограничения по камерам:

1) следует использовать объектив с фиксированным фокусом, который поддерживает технологию фиксации фокусного расстояния;

2) необходимо использовать фотоаппараты с большой матрицей [1].

Преимущества использования технологии на объекте: с помощью исполнительной съемки тахеометром можно получить целостную картину всего, что происходит на площадке с привязкой между собой всех элементов – это занимает значительно меньше времени, соответственно, можно сразу отследить ошибки и несоответствие проекту и актуализировать проектную документацию [2, с. 84].

Можно использовать объединённый подход – актуализированный генплан и данные фотограмметрии для того, чтобы быстро выбрать участок и привязаться к объекту и начать реконструкцию. В итоге можно получить выходную документацию, монтажные чертежи, отчеты.

Облако точек – набор вершин в трехмерной системе координат. Эти вершины определяются координатами X, Y, Z и, как правило, предназначены для представления внешней поверхности объекта. Среднее количество точек в облаке – десятки и сотни миллионов. Плотность облаков (среднее расстояние между соседними точками): от десятков сантиметров до долей миллиметра. По облаку точек определяют геометрию объектов: планы, разрезы, фасады, территорию, положение в пространстве; деформацию объектов: отклонение формы от ожидаемой; состояние объектов: поверхностные дефекты, сколы, процент утрат лепнины; развитие деформаций во времени: мониторинг объекта наблюдение за осадками и кренами, прогибами при монтаже, разработка карьера.

Фотограмметрия выполняется следующим образом: определяется шаг выполнения снимков и расстояние от объектов таким образом, чтобы покрыть снимками весь интересующий объект. Каждый ракурс должен быть виден не менее, чем на 2-х снимках. Далее определяются контрольные точки, по которым компенсируют искажение и устанавливают масштаб съемки [3, с. 47]. Затем выполняется полуавтоматическая процедура выравнивания снимков, то есть определение цельного положения снимков. Когда имеется взаимное положение снимков, то алгоритм может автоматически построить карты глубин и работу точек, анализируя каждый пиксель изображения. В результате можно получить, помимо облака точек, ортофотопланы и реалистичные текстуры объекта [3, с. 53].

В фотограмметрии нет нужды в привязке масштаба объекта. Величины получают относительно масштаба объекта, количества кадров по объекту, разнообразия положений снимков. Габариты измеряемых объектов от 0,01 м до 10000 м, что гораздо больше, чем при лазерном сканировании. Фотограмметрия не приемлет резкие углы, перепады глубин, замусоренный объекты, темноту. Фасады зданий можно реконструировать с помощью фотограмметрии, если они не закрыты посторонними объектами.

Съемка с земли производится с максимальным перекрытием. Не использовать: цифровой зум; любое изменение входных фотографий (отключить автоповорот камеры). При съемке с воздуха угол между ярусами не должен превышать 15°.

Данные о всех изображениях переносятся в отдельный файл: высота, угол поворота камеры, данные долготы и широты. Программное обеспечение применяет способ машинного зрения и фотограмметрии для нахождения общих точек в полученных фотографиях. В итоге пикселю на одном изображении находится цветовое совпадение на других фотографиях. Если точка повторяется на других фотографиях 3 и более раза, то она переносится в пространство, соответственно из таких точек и собирается наш объект в пространстве [4, с. 3]. Пространственные координаты всех точек высчитываются способом триангуляции – между точками строятся линии, от каждой точки съемки к выбранной точке автоматически проводится линия зрения, и их пересечение дает нужное значение.

Сканировать можно поверхность, которая разнообразна рисунками, выпуклостями. Гладкие объекты и объекты с ровной поверхностью могут быть реконструированы частично или не могут быть проанализированы способом фотограмметрии.

При реконструкции, фотограмметрия может служить частичной основой цифровой модели объекта, которая обязательно должна геометрически анализироваться и корректироваться.

Таким образом, технология фотограмметрии позволяет существенно облегчить процессы реставрации и реконструкции зданий и сооружений. Также она является дешевой альтернативой лазерному сканированию. Технология фотограмметрии ContextCapture создает высокоточные трехмерные модели по цифровым фотографиям, а её применение приводит к сокращению времени на получение актуальной информации о реальном состоянии объекта, сокращению времени и расходов на обработку результатов съемки, повышению качества проекта за счет оперативного вариантного проектирования в единой проектной среде.

Литература

1. Захаров К.М., Бусарев А.А., Журавлёва Е.А. Трехмерная реконструкция объектов на основе фотограмметрии // Научное сообщество студентов XXI столетия; Технические науки : сб. ст. по мат. LXXIII междунар. студ. науч.-практ. конф. – № 1(72). – URL : [https://sibac.info/archive/technic/1\(72\)](https://sibac.info/archive/technic/1(72)) (Дата обращения: 09.04.2020).
2. Жеребятёв Д.И. Построение открытой информационной среды в задачах 3D моделирования историко-культурного наследия: онлайн доступ к источникам виртуальной реконструкции монастырского комплекса XX в. // Историческая информатика: Информационные технологии и математические методы в исторических исследованиях и образовании. – 2012. – №1. – С. 80–93.
3. Инструкция по фотограмметрическим работам при создании цифровых топографических карт и планов. – М. : ЦНИИГАиК, 2002. – 100 с.
4. Цветков В.Я. Способ фотограмметрического определения координат точек объекта А.С. 1363926 (СССР). Приор. 10.04. 86, Заяв. 23.10.1986. – 4 с.

References

1. Zaharov K.M., Busarev A.A., Zhuravlyova E.A. Three-dimensional reconstruction of objects based on photogrammetry // The scientific community of students of the XXI century; Technical science : collection of articles on the materials of the LXXIII international student scientific-practical conference. – № 1(72). – URL: [https://sibac.info/archive/technic/1\(72\)](https://sibac.info/archive/technic/1(72)) (Date of the application: 09.04.2020)
2. Zherebyatev D.I. Building an open information environment in 3D modeling of historical and cultural heritage: online access to the sources of virtual reconstruction of the XX century monastery complex // Historical Informatics: Information Technologies and Mathematical Methods in Historical Research and Education. – 2012. – № 1. – P. 80–93.
3. Instructions for photogrammetric work when creating digital topographic maps and plans. – M. : CNIIGAIK, 2002. – 100 p.
4. Cvetkov V.Ya. The method of photogrammetric determination of the coordinates of the points of the object A.C. 1363926 (USSR). Prior. 10.04. 86, Regist. 23.10.1986. – 4 p.

УДК 69.059

СПОСОБЫ УСИЛЕНИЯ ПЛИТ ПЕРЕКРЫТИЯ В ЗОНЕ ПРОДАВЛИВАНИЯ



WAYS TO STRENGTHEN FLOOR SLABS IN THE AREA OF PUSHING

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
lan75@mail.ru

Ищук Юлия Павловна

студент института строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный
технологический университет
yishuk@mail.ru

Погодина Полина Владимировна

студент института строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный
технологический университет
pogodinapol@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены современные способы усиления плит перекрытия. Перечислены основные преимущества и недостатки существующих методов усиления. Рассмотрен способ усиления с помощью добавления поперечной арматуры на примере конструкции Hilti, приведена последовательность расчета. Сформулирован ряд конструктивных требований, позволяющих добиться наиболее эффективного расположения поперечной арматуры. Приведена технология поэтапного ведения работ по усилению плит перекрытия.

Ключевые слова: усиление, плита перекрытия, конструкции, продавливание, увеличение сечения, вут, металлическая обойма, поперечная арматура, химический анкер.

Leonova Anna Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of the Department of Building Structures,
Kuban State University of Technology

Ishchuk Yulia Pavlovna

Student of the Institute of Construction
and Transport Infrastructure,
Kuban State University of Technology

Pogodina Polina Vladimirovna

Student of the Institute of Construction
and Transport Infrastructure,
Kuban State University of Technology

Annotation. This article discusses modern methods of strengthening floor slabs. The main advantages and disadvantages of existing amplification methods are listed. The method of reinforcement by adding transverse reinforcement is considered on the example of the Hilti design, and the calculation sequence is given. A number of design requirements have been formulated to achieve the most efficient location of the transverse reinforcement. The technology of step-by-step work on the reinforcement of floor slabs is given.

Keywords: reinforcement, floor plate, structures, pushing, increasing the cross-section, VUT, metal cage, transverse reinforcement, chemical anchor.

В течение всего периода эксплуатации зданий и сооружений происходит физический износ задействованных конструкций и элементов. И, если утрата ими внешних качеств приводит только к дополнительным финансовым расходам, то снижение прочностных характеристик может стать причиной большого количества аварий и человеческих жертв [8, 10]. Особенно это касается горизонтальных несущих и ограждающих конструкций. Чтобы избежать подобных ситуаций существует несколько способов усиления плит перекрытия. Рассмотрим каждый из них.

Первым способом является увеличение сечения плиты в зоне продавливания, которое может выполняться несколькими вариантами (рис. 1) [4]:

- 1) устройство железобетонных вутов;
- 2) увеличение периметра колонны с помощью дополнительной набетонки [7];
- 3) заключение колонны в металлическую обойму [3].

Способ увеличения сечения плиты железобетонными вутами или металлическими обоймами в зоне продавливания часто применяется как в Европе, так и в РФ. Однако он имеет определённые особенности. Самая главная его особенность состоит в необходимости неукоснительного соблюдения технологии объединения работы плиты

перекрытия и элементов усиления. Также этот способ значительно увеличивает вес железобетонной конструкции. В связи с этим после его применения необходимо провести проверку способности фундамента нести дополнительную нагрузку. По результатам расчета может потребоваться усиление фундаментной плиты. Одним из существенных недостатков данного способа является уменьшение полезного пространства помещения за счёт устройства железобетонных вутов и громоздких металлоконструкций. Кроме повышенной трудоемкости выполнения работ этот способ имеет и значительную продолжительность.

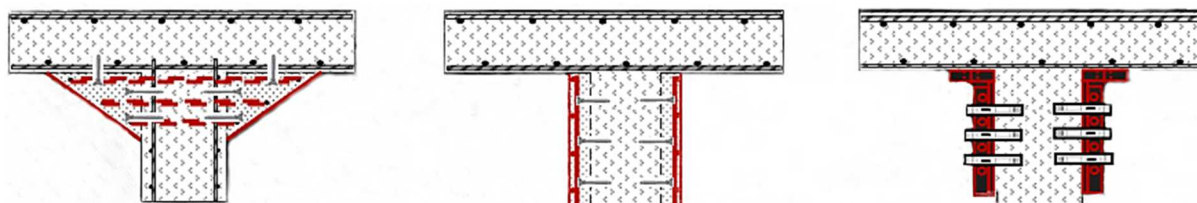


Рисунок 1 – Увеличение периметра плиты в зоне продавливания

Следующим способом усиления является внешнее армирование с помощью композиционных материалов [2]. Трудность данного метода связана с огнезащитой этих материалов, так как их оклейка производится с помощью клеевых составов очень чувствительных даже к незначительному повышению температуры. Также данный метод требует доступ к верхней поверхности плиты перекрытия, что приводит к необходимости разбора финишного покрытия пола, либо, если перекрытие является крышей для подземного этажа, дополнительной разработки грунта (рис. 2).

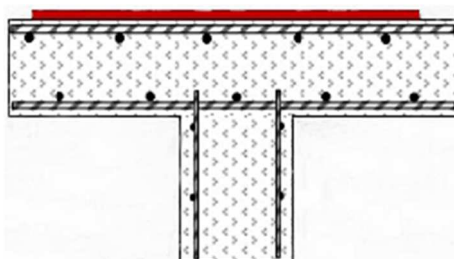


Рисунок 2 – Усиление способом внешнего армирования

В качестве еще одного способа усиления можно выделить увеличение расчётной высоты плиты. [4] Этот метод, как и первый, приводит к значительному повышению веса ж/б плиты и практически сводит всё усиление к нулю, так как, с одной стороны производится дополнительное усиление, а с другой стороны перегружается конструкция. Еще одним требованием является доступ к верхней поверхности плиты (рис. 3).

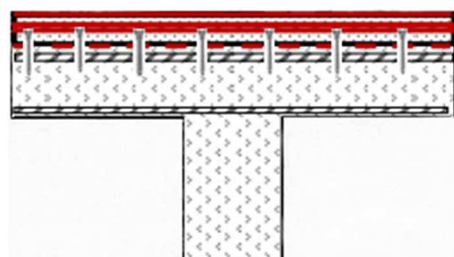


Рисунок 3 – Усиление способом увеличения плиты

Последний метод усиления – использование дополнительного поперечного армирования, которое добавляется в зону прокалывания плиты [5]. Его недостатками являются:

1. Ослабление конструкций во время усиления, так как производится сквозное бурение плиты перекрытия.

2. Выступающие части болтов сверху и снизу плиты. В связи с чем после усиления необходимо делать дополнительное финишное покрытие этих элементов.
 3. Огнестойкость и гидроизоляция узлов усиления.
- Данный метод достаточно распространён в России (рис. 4).

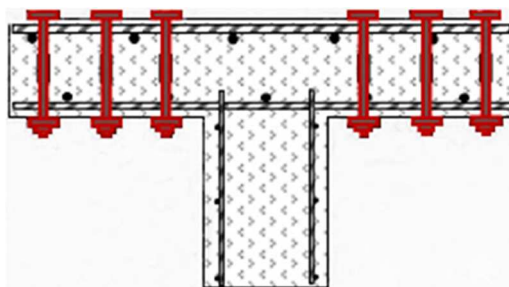


Рисунок 4 – Усиление способом поперечного армирования

К современным методам усиления плиты в зоне продавливания можно отнести метод разработанный компанией Hilti. Усиление производится с помощью добавления поперечной арматуры путём вклеивания специальных наклонных стержней (Hilti HZA-P), химических анкеров (Hilti HIT-RE 500) [6]. Особенности данного метода:

1. Выполнение работ производится только с одной стороны, с нижней части на поверхности плиты.
 2. После усиления отсутствуют выступающие части.
 3. Отсутствие перегрузки ж/б конструкций и сооружений.
 4. Минимизация сроков производства работ по усилению.
 5. Хорошая пожарная защита узлов усиления, в связи с заделкой и обработкой ниши противопожарным раствором.
 6. Отсутствует сквозное повреждение плиты.
 7. Данный метод позволяет усиливать фундаментные плиты.
- Общий вид усиления представлен на рисунке 5.

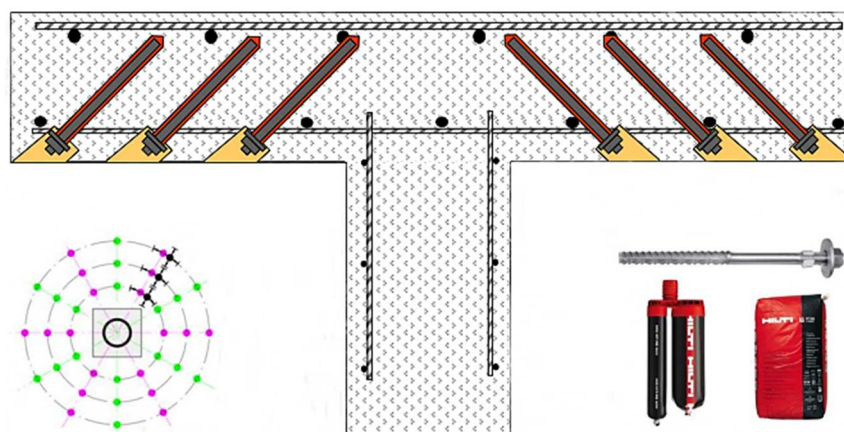


Рисунок 5 – Усиление способом Hilti Punching

Сверху плиты не производится никаких работ, а в нижней части делаются отверстия по окружности. Расходными материалами в данном случае являются: специальный элемент Hilti HZA-P, двухкомпонентный химический анкер на основе эпоксидной смолы HIT-RE 500 и представленный на рисунке 6 противопожарный раствор CP 636.

Надёжность метода усиления Hilti Punching была проверена с помощью натуральных испытаний в научной лаборатории в Лихтенштейне [9]. Проверку прочности проверяли на действие сосредоточенных сил. Кроме того, в 2011г совместно с лабораторией № 2 НИИЖБ были проведены дополнительные натурные испытания на действие не только сосредоточенных сил, но и изгибающих моментов. Всего было протестировано 14 образцов – центральных и краевых колонн, усиленных по методу Hilti и не

усиленных, которые использовались как контрольные образцы. На основе натуральных испытаний было выдано заключение НИИЖБ. Согласно заключению, усиление с помощью метода Hilti является в полной мере эффективным, в том числе при действии на плиту сосредоточенной силы и неравномерных изгибающих моментов. Применение данного усиления повысило несущую способность центральных колонн на 56 % и краевых колонн на 200 %. В 2011 году и на основании заключения принят стандарт организации по Проектированию усиления плит на продавливание химическими анкерами «Hilti HZA-P» СТО-36554501-029-2012 [1].

Данный норматив предназначен для расчёта и конструирования усиления ж/б плит перекрытий, покрытий и фундаментных плит на продавливание. Диапазон бетона по классу В15-В40, соответственно данный стандарт предназначен для специалистов проектных и строительных организаций, инспекций, а также может являться частью конструкторской и технологической документации при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте. Также [1] гармонизирован с последним сводом правил СП 63.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции». Данная технология позволяет:

1. Повысить эксплуатационную надёжность и безопасность плит, ж/б конструкций и узлов соединений при проведении работ по монтажу и усилению.
2. Существенно снизить расход стали и сократить сроки выполнения строительных работ при усилении конструкций, по сравнению с типовыми способами.
3. Снизить нагрузки на усиливаемые конструкции от веса усиления.

Последовательность расчета состоит из следующих пунктов:

- определение несущей способности плиты;
- определение требуемого количества поперечной арматуры Hilti HZA-P;
- определение усилия, которое может воспринять поперечная арматура одного луча;
- определение требуемого количества лучей поперечной арматуры;
- проверка несущей способности усиленного сечения.

Конструкция усиления устанавливается таким образом, что первоначально пробуриваются отверстия под углом 45 градусов для пересечения трещин от конуса продавливания и задаются тремя анкерами на одном луче и проверяют характеристики.

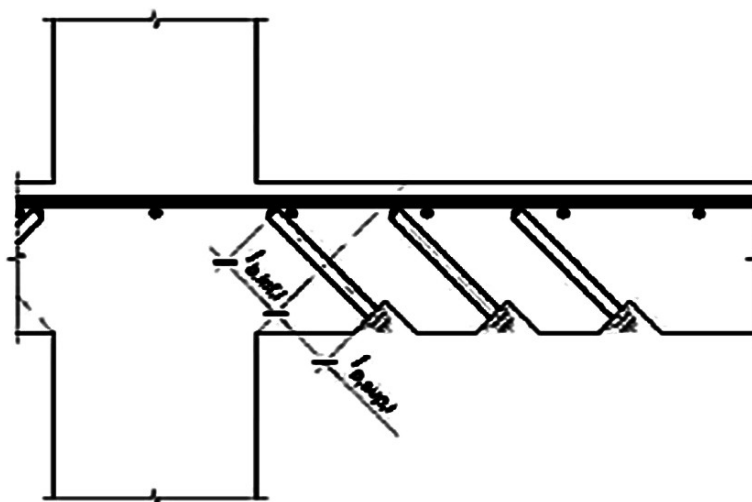


Рисунок 7 – Конструкция усиления плиты перекрытия

Если при расчете условие обеспечения прочности не выполняется, то следует добавить следующий ряд анкеров, либо добавить количество лучей.

Необходимые конструкционные требования при усилении плиты в зоне продавливания химическими анкерами:

- поперечную арматуру следует располагать в виде лучей в радиальном направлении от центра колонны вне зависимости от типа сечения;
- угол наклона поперечной арматуры к горизонтальной плоскости должен быть равным 45 ± 5 градусов. Это основное требование, позволяющее максимально увеличить конус продавливания, тем самым увеличив несущую способность усиливаемой конструкции;

- максимальный угол между соседними лучами должен быть не более 45 градусов;
- минимальное расстояние между лучами – $1,5h_0$;
- количество стержней в одном луче должно быть не меньше 2;
- расстояние от грани опоры до нижнего конца анкера первого ряда не должно превышать $0,75h_0$ (расстояние от грани колонны до 1-го анкера);
- расстояние между соседними стержнями в ряду также должно быть в пределах $0,5-0,75h_0$;
- толщина защитного слоя противопожарного раствора составляет не менее 40 мм для анкеров 16 диаметра и не менее 50 мм для 20.

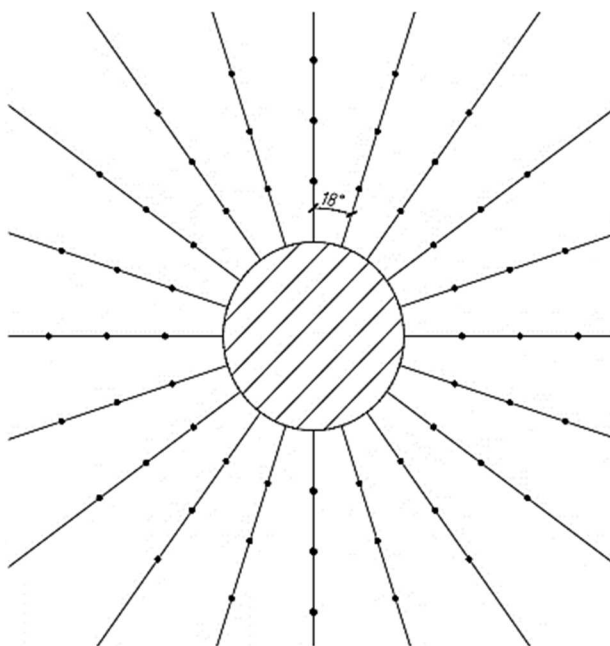


Рисунок 8 – Расположение поперечной арматуры

Технология работ по усилению плит перекрытия состоит из нескольких этапов. Сперва определяется положение уже существующей арматуры в плите перекрытия, чтобы предупредить ее повреждение при установке анкеров. Это выполняется с помощью различных детекторов и сканеров, позволяющих вывести на экран 3D – изображение сетки армирования плиты и определить положение и глубину залегания арматурной сетки и других объектов, расположенных в зоне продавливания [9].

После определения расположения стержней устанавливаются точки бурения отверстия. При этом необходимо выполнить бурение под углом 45 градусов. Затем выполняется тщательная прочистка и продувка отверстия с помощью сжатого воздуха и металлических щеток. Отверстия уширяют, после чего в них с помощью дозатора заливается химический анкер, который имеет достаточно вязкую структуру. Отверстие заполняют примерно на $2/3$ глубины и вставляют в него поперечную арматуру. Далее с помощью динаметрического ключа закручивается гайка с определенным моментом затяжки, указанным в стандарте. После проведения затяжки углубление заделывается с помощью противопожарного раствора.

Усиление плиты перекрытий зданий и сооружений в зоне продавливания является актуальной инженерной задачей. Традиционные методы усиления достаточно надежны, но имеют ряд недостатков. Современные методы усиления плит перекрытия в зоне продавливания позволяют не только эффективно усилить конструкцию без увеличения сечения, дополнительного нагружения и сквозного повреждения, но и сократить сроки производства работ.

Литература

1. Стандарт организации «Проектирование усиления плит на продавливание химическими анкерами» : СТО-36554501-029-2013. – «Hilti HZA-P» НИИЖБ им. А.А. Гвоздева.

2. Чернявский В.Л., Сердюк А.И. Опыт усиления строительных конструкций композиционными материалами при реконструкции Баксанской ГЭС // Гидротехника. – 2013. – № 3 (32). – С. 115–117.
3. Рекомендации по усилению и ремонту строительных конструкций инженерных сооружений. – М. : Минстрой РФ, 1997.
4. Рекомендации по проектированию усиления железобетонных конструкций зданий и сооружений реконструируемых предприятий. – М. : СТРОИИЗДАТ, 1992.
5. Усиление железобетонных конструкций композитными материалами. Правила проектирования : СП 164.1325800.2014.
6. Алексеенко Д.В., Kunz K. Технология усиления плит перекрытий от продавливания с использованием клейки поперечных арматурных стержней Hilti HZA-P. – 2014.
7. Пособие по практическому выявлению пригодности к восстановлению повреждённых строительных конструкций зданий и сооружений и способам их оперативного усиления. – М. : ЦНИИПРОМЗДАНИЙ, 1996.
8. URL : <https://www.vesti.ru/>
9. URL : <https://www.hilti.ru/>
10. Muttoni A., Fürst A., Hunkeler F. Gutachten zur Einsturzursache. – Media information of November, 2005. – № 15.
11. Muttoni A., Fernández Ruiz M. Design Method for Post-Installed Punching Shear Reinforcement with Hilti Tension Anchors HZA. Ecole Polytechnique Fédérale, Lausanne, 2007.

References

1. Organization standard «Designing of plate reinforcement for pressing by chemical anchors» : STO-36554501-029-2013. – «Hilti HZA-P» NIIZHB named after A.A. Gvozdev.
2. Chernyavskiy V.L., Serdyuk A.I. Experience of the building structures strengthening by the composite materials at Baksanskaya HPP reconstruction // Hydrotechnika. – 2013. – № 3 (32). – P. 115–117.
3. Recommendations for strengthening and repair of building structures of engineering constructions. – М. : RF Ministry of Construction, 1997.
4. Recommendations on designing reinforcement of reinforced concrete structures of buildings and constructions of enterprises under reconstruction. – М. : STROJIZDAT, 1992.
5. Strengthening of Reinforced Concrete Structures by Composite Materials. Design rules : SP 164.1325800.2014.
6. Alekseenko D.V., Kunz K. Technology of reinforcement of floor slabs from squeezing with use of Hilti HZA-P cross reinforcement rod insert. – 2014.
7. Manual for practical identification of suitability for restoration of damaged building structures and structures and methods of their operative strengthening. – М. : CNIPROMISES, 1996.
8. URL : <https://www.vesti.ru/>
9. URL : <https://www.hilti.ru/>
10. Muttoni A., Fürst A., Hunkeler F. Gutachten zur Einsturzursache. – Media information of November, 2005. – № 15.
11. Muttoni A., Fernández Ruiz M. Design Method for Post-Installed Punching Shear Reinforcement with Hilti Tension Anchors HZA. Ecole Polytechnique Fédérale, Lausanne, 2007.

УДК 656.073

ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ



ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF THE RUSSIAN TRANSPORT SYSTEM

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Баглай Ф.А.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Мысливцева Е.Ю.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены вопросы экологичности транспортной системы России. В условиях усиления внимания общества к экологическим факторам снижение вредного воздействия транспорта на окружающую среду имеет большое социальное значение и может сильно повлиять на развитие городских агломераций.

Ключевые слова: экологичность, безопасность, дорожное движение, экологические требования, водитель, автомобильный транспорт, транспортная система.

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University

Bahlai F.A.

Kuban state technological University

Myslivcova E.Yu.

Kuban state technological University

Annotation. This article discusses the issues of environmental friendliness of the transport system in Russia. In the context of increasing public attention to environmental factors, reducing the harmful impact of transport on the environment is of great social importance and can greatly affect the development of urban agglomerations.

Keywords: environmental friendliness, safety, road traffic, environmental requirements, driver, automobile transport, transport system.

Экономика любого государства не может успешно функционировать без транспорта. Транспорт играет огромную роль в экономике страны и является составной частью экономики.

От работы транспорта зависят развитие и нормальное функционирование предприятий промышленности, сельского хозяйства, снабжения и торговли. Велико его значение во внешнеэкономических связях, в деле обороны страны, в освоения новых экономических районов.

В Российской Федерации, как и в других развитых странах, транспорт является одной из крупнейших базовых отраслей хозяйства, важнейшей составной частью производственной и социальной инфраструктуры.

Важную роль в социально-экономическом развитии страны играет безопасность и экологичность транспортной системы. Экологичность транспортной системы это уменьшение вредных выбросов, снижение энергоемкости, увеличение энергоэффективности транспортного комплекса. На рисунке 1 показано значение транспорта в различных сферах.

В условиях усиления внимания общества к экологическим факторам снижение вредного воздействия транспорта на окружающую среду имеет большое социальное значение и может сильно повлиять на развитие городских агломераций [1–4].

Высокие экологические требования, предъявляемые к транспортным средствам – это не дань моде, а забота о здоровье человека и охране окружающей среды, желание сохранить ее для потомков. Загрязнение воздушного бассейна от деятельности различных видов транспорта является ключевым фактором, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду, а, следовательно, и на здоровье населения. Подтверждением этого является признание всемирной организации здравоохранения (ВОЗ), по данным которой от 40 до 50 % болезней человека связаны с видоизменением окружающей среды и, в частности, с загрязнением атмосферы.



Рисунок 1 – Значение транспорта

Каждый вид транспорта загрязняет экологию, но существенное преимущество – 85 % загрязнения осуществляет автомобильный транспорт, который выделяет выхлопные газы. Машины, автобусы и другой транспорт этого вида приводит к различным проблемам:

- а) загрязнение атмосферы;
- б) парниковый эффект;
- в) шумовое загрязнение;
- г) электромагнитное загрязнение;
- д) ухудшение здоровья людей и животных.

Морской транспорт более всего загрязняет гидросферу, поскольку в водоемы поступает грязная балластная вода и вода, которой моют плавательные суда. Энергетические установки кораблей загрязняют воздух различными газами. Если танкеры перевозят нефтепродукты, то существует риск загрязнения воды нефтью [5–6].

Авиационный транспорт загрязняет, прежде всего, атмосферу. Их источником являются газы авиационных двигателей. Благодаря работе авиатранспорта в воздух попадает углекислый газ и оксиды азота, пары воды и оксиды серы, оксиды углерода и твердые частицы.

Электротранспорт вносит свою лепту в загрязнение окружающей среды путем электромагнитных излучений, шумов и вибраций. При его обслуживании в биосферу поступают различные вредные вещества.

Таким образом, при эксплуатации самых разных транспортных средств происходит загрязнение окружающей среды. Вредные вещества загрязняют воду, почву, но более всего загрязнителей поступает в атмосферу. Это угарный газ, оксиды, тяжелые соединения и парообразные вещества. В результате этого происходит не только парниковый эффект, но и выпадают кислотные дожди, учащается количество заболеваний и ухудшается состояние здоровья людей.

Поэтому во всем мире признан целесообразным переход на экологически чистый транспорт за счет использования в нем альтернативных видов топлива, новых технических и технологических решений, сводящих до минимально возможного уровня загрязнения окружающей среды. Так, например, на автомобильном транспорте стали появляться так называемые экологичные или «зеленые» автомобили – электромобиль, гибридный автомобиль (имеет двигатель внутреннего сгорания, работающий на бензине или дизельном топливе, и электродвигатель, питаемый зарядом электрического аккумулятора), электромобиль на солнечных батареях, автомобиль на газовом топливе и др.

Примеры экологичных грузовых автомобилей.

1. Nissan e-NV200 – электрический минивэн.

Он оборудован электродвигателем мощностью 107 лошадиных сил и аккумуляторной литий-ионной батареей емкостью 24 кВт/ч со впечатляющим запасом хода в 170 километров. Грузовой отсек машины имеет объем более 4,3 кубометра и позволяет загрузить пару стандартных европалет. Загружается машина через задние или боковые двери и способна перевозить до 770 килограммов груза, что практически идентично версии минивэна с традиционным двигателем внутреннего сгорания. При этом электрический минивэн не требует замены масла, ремня, свечей зажигания, благодаря чему его сервис обходится на 40 % дешевле [7–8].

В кабине переднеприводного автомобиля два пассажирских места. Максимальная скорость движения Nissan e-NV200 – 120 километров в час, а до 100 км/ч минивэн весом 1517 килограммов способен разогнаться за 13 секунд. Как и большинство современных электромобилей, E-NV200 имеет два режима зарядки – обычный и быстрый, стандарта CHAdeMO. Производитель предлагает автомобиль в пяти модификациях, несколько отличающихся друг от друга степенью комфорта, набором опций – и, соответственно, ценой.



Рисунок 2 – Nissan e-NV200

2. Электрогрузовик Mitsubishi Fuso eCanter.

Это уже третье поколение модели с электродвигателем: первое появилось в 2010 году, второе, на топливных элементах – в 2014-м.

Новый eCanter оборудован синхронным электромотором мощностью 185 кВт. Литий-ионных батарей емкостью 70 кВт/ч ему хватает на пробег длиной в 100 километров. Заметим, что покупатель может выбрать количество блоков батарей для грузовика – от 3 до 6, емкостью 14 кВт/ч каждый. По сути, это выбор между грузоподъемностью и запасом хода автомобиля. Максимальная полезная нагрузка новинки, включая батареи и фургон, составляет 4,63 тонны.

Интересно отметить, что зарядка батарей на 80 % емкости займет всего час, а вот на полную зарядку от сети переменного тока уйдет уже семь часов. Производитель уверяет, что в перспективе владельцам электрогрузовиков будет доступна станция быстрой зарядки на 170 кВт, способная полностью зарядить батареи всего за полчаса.

От своих предшественников современная генерация автомобилей eCanter отличается новой светодиодной оптикой, а также выглядящими иначе решеткой радиатора и передним бампером. Если говорить об интерьере, приборная панель в кабине дополнена быстросъемным планшетом.

По словам представителей Mitsubishi, уже машина второго поколения, Canter E-Cell, сравнительно с дизельным аналогом продемонстрировала экономию в тысячу евро на 10 000 километров пробега, а ее сервисное обслуживание обходилось на 30 % дешевле. Предполагается, что у Fuso eCanter эти показатели будут выглядеть еще презентабельней.



Рисунок 3 – Mitsubishi Fuso eCanter

3. Малотоннажный Vision Van.

Он также начинен инновационными решениями, от полностью автоматизированного грузового отсека до интегрированных в конструкцию дронов для беспилотной доставки грузов по воздуху. Автономные летательные аппараты для минивэна созданы при сотрудничестве с компанией Matternet, которая специализируется в сфере робототехники и автоматизации процессов.

Управление автомобилем LCV-класса осуществляется с помощью джойстика. Фургон Vision Van оснащен электродвигателем мощностью 75 кВт; запас хода у автомобиля, в зависимости от версии, будет находиться в пределах от 80 до 270 километров. Если развозные фургоны на электротяге постепенно входят в жизнь городов, главным образом благодаря своей бесшумной работе, и, следовательно, возможности ночной эксплуатации, – то автомобили, способные работать с более тяжелыми грузами, для всего мира пока в новинку. Тем не менее они есть – главным образом, в качестве концептов, ждущих своего часа, чтобы стать серийными моделями. А недавно в Германии был легализован первый в мире автопоезд с электротягачом, получивший право перемещаться по дорогам общего пользования [9–10].



Рисунок 4 – Vision Van

4. Тягач YT202-EV.

Данный автомобиль предназначен для дорог общего пользования. YT202-EV оснащен литий-железо-фосфатной батареей напряжением 614 В. Запас хода автопоезда, включающего в себя одноместный тягач и стандартный тентованный полуприцеп, составляет 100 километров. Время зарядки аккумуляторных батарей – от 2 до 4 часов. Автопоезд работает в составе автопарка компании Scherm, специализирующейся на доставке запчастей со склада на завод BMW. Если сравнивать этот автомобиль с дизельным аналогом, расход солярки которого превышает 50 тысяч литров, экономия, которая достигается при эксплуатации электротягача Terberg, составляет 35 тысяч долларов.



Рисунок 5 – YT202-EV

5. Новый MAN eMobility City Truck.

Он был продемонстрирован на выставке IAA 2016 в Ганновере. Данный автомобиль предназначен для работы с полуприцепом и при низкой собственной массе способен перевозить грузы массой до 18 тонн. Тягач бесшумен, компактен и узнаваем благодаря своему футуристическому дизайну. Он оснащен электродвигателем мощностью 250 кВт, который передает крутящий момент в 2700 Нм на заднюю ось через карданный вал. Седельный тягач City Truck является творческим продолжением концепта электро-тягача Metropolis, представленного компанией MAN в 2012 году.

Автомобильный транспорт относится к основным источникам загрязнения окружающей среды. Современная деятельность практически каждого предприятия сопряжена с работой автомобильного транспорта. В крупных городах на долю автотранспорта приходится более половины объема вредных выбросов в атмосферу. В мегаполисах эта величина еще больше: 71–88. Несоответствие транспортных средств экологическим требованиям при продолжающемся увеличении транспортных потоков и плохих дорожных условиях приводит к постоянному возрастанию загрязнения атмосферного воздуха, почв и водных объектов. Уровни загрязнения воздуха оксидами азота и углерода, углеводородами и другими вредными веществами на большинстве автомагистралей в 5–10 раз превышают предельно допустимые концентрации.

К выбрасываемым вредным веществам относятся:

- угарный газ (концентрация в выхлопных газах 0,3–10 % об.);
- углеводороды – несгоревшее топливо (до 3 % об.);
- оксиды азота (до 0,8 %).

Последствия отрицательного воздействия на организм человека основных загрязнителей воздуха, попадающих в атмосферу из выхлопных газов, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние выхлопных газов автомобилей на здоровье человека

Вредные вещества	Последствия воздействия на организм человека
Оксид углерода	Препятствует адсорбированию кровью кислорода, что ослабляет мыслительные способности, замедляет рефлексы, вызывает сонливость и может быть причиной потери сознания и смерти
Оксиды азота	Увеличивают восприимчивость организма к вирусным заболеваниям (типа гриппа), раздражают легкие, вызывают бронхит и пневмонию
Озон	Раздражает слизистую оболочку органов дыхания, вызывает кашель, нарушает работу легких; снижает сопротивляемость к простудным заболеваниям; может обострять хронические заболевания сердца, а также вызывать астму, бронхит
Токсичные выбросы (тяжелые металлы)	Вызывают рак, нарушения половой системы и дефекты у новорожденных

Расчёт выбросов основных загрязняющих веществ ведётся отдельно по легковым, грузовым автомобилям и автобусам как при движении по территории населённых пунктов, так и при движении вне населённых пунктов.

Расчёт выбросов вредных веществ грузовыми автомобилями.

Массовый выброс загрязняющих веществ грузовыми автомобилями с определённой грузоподъёмностью и типом двигателя при движении по территории населённых пунктов.

$$M_{гi} = m_{гi} \cdot L_{г1} \cdot K_{гi} \cdot K_{гi} \cdot K_{гi} \cdot 10^{-6},$$

где $m_{гi}$ – пробеговый выброс i -го загрязняющего вещества грузовыми автомобилями при движении по территории населённых пунктов в зависимости от грузоподъёмности и типа двигателя, г/км (табл. 2); $L_{г1}$ – суммарный пробег грузовых автомобилей по территории населённых пунктов, км; $K_{гi}$ – коэффициент, учитывающий изменение выброса загрязняющих веществ грузовыми автомобилями при движении по территории населённых пунктов в зависимости от типа населённого пункта (табл. 3); $K_{гi}$ – коэффициент, учитывающий изменение пробегового выброса грузовых автомобилей от уровня использования грузоподъёмности и пробега (табл. 4); $K_{гi}$ – коэффициент, учитывающий влияние технического состояния грузовых автомобилей на массовый выброс i -го загрязняющего вещества в зависимости от типа двигателя.

Для грузовых автомобилей с бензиновыми и газовыми двигателями:

$$K_{г,т}CO = 2,00$$

$$K_{г,т}CH = 1,83$$

$$K_{г,т}NO_x = 1,00$$

$$K_{г,т}SO_2 = 1,15$$

Для грузовых автомобилей с дизельными двигателями:

$$K_{г,т}CO = 1,60$$

$$K_{г,т}CH = 2,10$$

$$K_{г,т}NO_x = 1,00$$

$$K_{г,т}SO_2 = 1,15$$

Таблица 2 – Пробеговый выброс загрязняющих веществ грузовым автомобилем при движении по территории н.п.

Грузоподъёмность автомобиля или автопоезда, т	Тип двигателя	Пробеговый выброс $m_{гi}$, Г/км				
		CO	CH	NO _x	C	SO ₂
0,5–2,0	Б	22,00	3,40	2,60	0	0,13
2,1–5,0	Б	52,60	4,70	5,10	0	0,16
	Г	26,80	2,70	5,10	0	0,14
	Д	2,80	1,10	8,20	0,50	0,96
5,1–8,0	Б	73,2	5,5	9,2	0	0,19
	Г	37,4	4,4	9,2	0	0,17
	Д	3,2	1,3	11,4	0,8	1,03
8,1–16,0	Б	97,8	8,2	10,0	0	0,26
	Д	3,9	1,6	13,4	1,0	1,28
>16,0	Д	4,8	1,8	16,4	1,1	1,47

Примечание: Б – бензиновый, Д – дизельный, Г – газовый (сжатый газ).

Таблица 3 – Значения $K_{гт}$ в зависимости от типа н.п.

Тип населённого пункта	Пробеговой выброс $m_{гт}$, г/км							
	СО		СН		NO _x		С	SO ₂
	Б,Г	Д	Б,Г	Д	Б,Г	Д	Д	Б,Г,Д
Город с числом жителей, чел.:								
>1 млн	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,25
101 тыс. – 1 млн	0,89	0,95	0,85	0,93	0,79	0,92	0,80	0,15
30–100 тыс.	0,74	0,83	0,70	0,80	0,69	0,82	0,50	1,05
Прочие населённые пункты	0,58	0,64	0,50	0,60	0,60	0,70	0,30	1,00

Таблица 4 – Значения $K_{гт}$ для грузовых автомобилей с бензиновыми и газовыми двигателями

Загрязняющее вещество	Коэффициент использования грузоподъёмности	Значение $K_{гт}$ в зависимости от коэффициента использования пробега β						
		0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
СО	<0,21	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58
	0,21–0,40	0,56	0,58	0,61	0,63	0,65	0,67	0,70
	0,41–0,60	0,60	0,63	0,67	0,70	0,73	0,77	0,80
	0,61–0,80	0,64	0,68	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90
	0,81–1,00	0,68	0,73	0,79	0,84	0,89	0,95	1,00
СН	<0,21	0,80	0,81	0,81	0,82	0,82	0,83	0,84
	0,21–0,40	0,81	0,83	0,83	0,85	0,86	0,86	0,88
	0,41–0,60	0,83	0,85	0,86	0,88	0,89	0,90	0,92
	0,61–0,80	0,85	0,87	0,88	0,91	0,92	0,94	0,96
	0,81–1,00	0,87	0,89	0,91	0,94	0,96	0,98	1,00
NO _x	<0,21	0,48	0,50	0,51	0,52	0,53	0,4	0,56
	0,21–0,40	0,53	0,56	0,58	0,60	0,62	0,64	0,67
	0,41–0,60	0,57	0,61	0,64	0,68	0,71	0,74	0,78
	0,61–0,80	0,62	0,67	0,71	0,76	0,80	0,84	0,89
	0,81–1,00	0,67	0,72	0,78	0,83	0,89	0,94	1,00
SO ₂	<0,21	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05
	0,21–0,40	1,06	1,08	1,10	1,11	1,13	1,15	1,16
	0,41–0,60	1,11	1,14	1,16	1,19	1,22	1,24	1,27
	0,61–0,80	1,15	1,12	1,23	1,27	1,30	1,34	1,38
	0,81–1,00	1,20	1,24	1,29	1,34	1,39	1,44	1,49

Таким образом, повседневная эксплуатация автомобилей заключается в использовании эксплуатационных материалов, нефтепродуктов, природного газа, атмосферного воздуха, и сопровождается все это негативными процессами.

Для обеспечения экологически устойчивого развития экологической безопасности автомобильного транспорта необходимо эффективное использование имеющихся инфраструктур, снижение потребностей на перевозки и готовность перехода к использованию экологически чистых транспортных средств, а при разработке конструкций новой автомобильной техники нужно рассматривать экологические приоритеты автомобиля с учетом его полного жизненного цикла.

Литература

1. Изюмский А.А., Надырян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 11–2. – С. 269–271.

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. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем. учебное пособие. – 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. Надирян С.Л., Сенин И.С. Основные направления профилактики детского травматизма в Краснодарском крае : Транспортные и транспортно-технологические системы / материалы Международной научно-технической конференции; Министерство образования и науки Российской Федерации Федеральное государственное образовательное учреждение «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Уральское межрегиональное отделение Российской Академии транспорта (УрО РАТ); ответственный редактор Н.С. Захаров. – 2014. – С. 182–186.
9. Нагорный В.В. [и др.]. Основные направления повышения пропускной способности улично-дорожной сети в крупных городах : Металлообрабатывающие комплексы и робототехнические системы – перспективные направления научно-исследовательской деятельности молодых ученых и специалистов / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции; ответственный редактор Гречухин А.Н. – 2015. – С. 112–116.
10. Надирян С.Л., Сенин И.С., Скляр Е.С. Профилактика детского травматизма в дошкольных учреждениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 72–73.

References:

1. Iziunskiy A.A., Nadiryayn S.L. Introduction of the automated transport logistics system at the motor transport enterprises // Humanitarian, socio-economic and public sciences. – 2014. – № 11–2. – P. 269–271.
2. Iziunskiy A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the field of the transport streams modeling // Science. Technique. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Iziunskiy A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Application of the network architecture of the information systems in an automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnikie trudy-dy KubGTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Iziunskiy A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : a training manual. – Krasnodar : ed. FSBOU VO «KubGTU», 2016.
5. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Features of the information support of the motor transport enterprises activity for traffic safety increase // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
6. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.
7. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryayn S.L. Ways of estimation of efficiency of organization of traffic : textbook. – Krasnodar : FSBEI VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 247 p.
8. Nadiryayn S.L., Senin I.S. The main directions of prevention of child traumatism in the Krasnodar region : Transport and transport-technological systems / materials of the International Scientific and Technical Conference; Ministry of Education and Science of the Russian Federation Federal State Budgetary Educational Institution – Higher Professional Education «Tyumen State Oil and Gas University» Ural Interregional Department of the Russian Academy of Transport (RAT); responsible editor N.S. Zakharov. – 2014. – P. 182–186.
9. Nagorny V.V. [et al.]. The main directions of increasing the capacity of the street and road network in large cities: Metalworking complexes and robotic systems - promising areas of research activities of young scientists and specialists / Collection of scientific papers of the International Scientific and Technical Conference; responsible editor Grechukhin A.N. – 2015. – P. 112–116.
10. Nadiryayn S.L., Senin I.S., Sklyar E.C. Prevention of child traumatism in preschool institutions of Krasnodar region // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2013. – № 3. – P. 72–73.

УДК 656.073

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ДОРОЖНОГО ДВИЖЕНИЯ В КРАСНОДАРСКОМ КРАЕ



IMPROVING ROAD SAFETY IN THE KRASNODAR REGION

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Орешкина А.Д.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Сенин И.С.

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. Правительством Российской Федерации утверждена целевая программа «Повышение безопасности дорожного движения в 2013–2020 годах». 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.

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University

Oreshkina A.D.

Kuban state technological University

Senin I.S.

Kuban state technological University

Annotation. Transport is an integral part of our lives. Ensuring road safety is a priority issue in the socio-economic development of Russia. The Government of the Russian Federation approved the target program «Improving Road Safety in 2013–2020.» 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.

Транспорт является неотъемлемой частью нашей жизни. 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.

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 [1–4].

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.

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.

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 2019 году произошло 7330 зафиксированных ДТП, что на 322 аварии (4,3 %) больше, чем за предыдущий год. Отмечено 936 (–117, –11,1 %) погибших людей, что на 117 (11,1 %) человек меньше. Ранения получили 9473 (+798, +9,2 %) человек.

Водителями с признаками опьянения совершено 896 (–31, –3,3 %) ДТП, в результате которых 193 (–82, –29,8 %) человека погибло и 1204 (+7, +0,6 %) пострадало.

Сумма всех штрафов за правонарушения в области дорожного движения составляет 3,3 млрд рублей, исполнено из которых 2,5 млрд рублей.

В Краснодарском крае сотрудниками ГИБДД и ДПС было оштрафовано нарушителей на сумму 971,1 млн рублей, из них исполнено постановлений на сумму 866,2 млн рублей, что составило 89 %.

ЦАФАПОДД ГИБДД (г. Краснодар) наложено штрафов (вступивших в законную силу) на сумму более 2,3 млрд рублей, взыскано 1,7 млрд рублей (73,0 %).

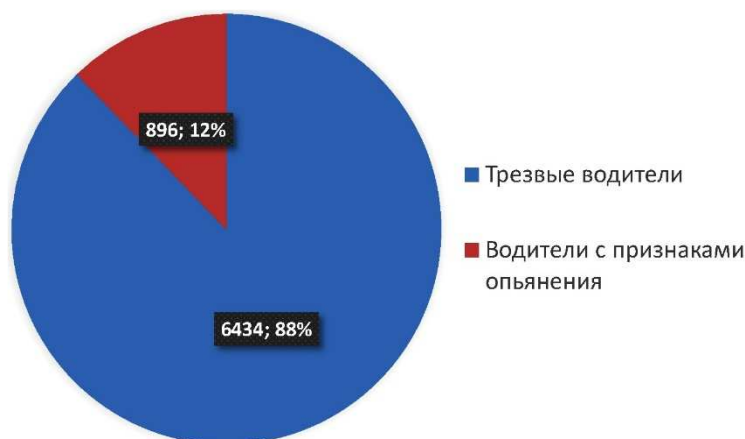


Рисунок 1 – Доля совершенных ДТП водителями с признаками опьянения

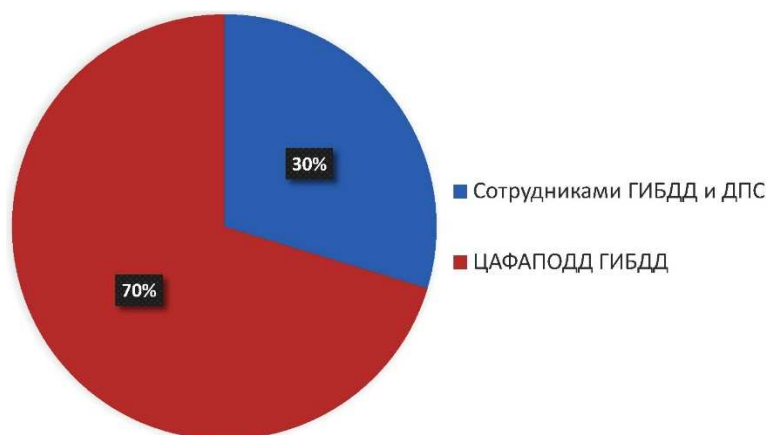


Рисунок 2 – Сумма наложенных штрафов за 2019 год

В 44 городах и районах Краснодарского края установлено 429 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 3858 (+7,3 %) пропагандистских мероприятий, 2581 – направлено на профилактику детского дорожно-транспортного травматизма.

Для стабилизации обстановки с аварийностью и профилактики отдельных видов нарушений ПДД организованы и проведены общекраевые профилактические мероприятия «Внимание-дети!», «Пешеход», «Технеисправность», «Ребенок-главный пассажир», «Декада дорожной безопасности детей», «Автобус», «Маячок», «Безопасное колесо», «Грузовик», «Мотоциклист», «Автокресло детям», «На дорогах все ровны», «Неделя детской дорожной безопасности», «Декадник детской дорожной безопасности».

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.

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.) [4–7].



Рисунок 3 – Результаты опроса водителей о причинах происходящих ДТП

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 Краснодарском крае:

- необходимо уделить большое внимание обеспечению соблюдения скоростных режимов путем привлечения нарушителей к строгим дисциплинарным наказаниям (штрафы, принудительный курс 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 течении 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 [7–10].

Литература

1. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 11–2. – С. 269–271.
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. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем. учебное пособие. – 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. Надирян С.Л., Сенин И.С. Основные направления профилактики детского травматизма в Краснодарском крае : Транспортные и транспортно-технологические системы / материалы Международной научно-технической конференции; Министерство образования и науки

- Российской Федерации Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Уральское межрегиональное отделение Российской Академии транспорта (УрО РАТ); ответственный редактор Н.С. Захаров. – 2014. – С. 182–186.
9. Нагорный В.В. [и др.]. Основные направления повышения пропускной способности улично-дорожной сети в крупных городах : Металлообрабатывающие комплексы и робототехнические системы – перспективные направления научно-исследовательской деятельности молодых ученых и специалистов / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции; ответственный редактор Гречухин А.Н. – 2015. – С. 112–116.
 10. Надирян С.Л., Сенин И.С., Скляр Е.С. Профилактика детского травматизма в дошкольных учреждениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 72–73.

References

1. Iziunskiy A.A., Nadiryana S.L. Introduction of the automated transport logistics system at the motor transport enterprises // Humanitarian, socio-economic and public sciences. – 2014. – № 11–2. – P. 269–271.
2. Iziunskiy A.A., Nadiryana S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the field of the transport streams modeling // Science. Technique. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Iziunskiy A.A., Nadiryana S.L., Senin I.S. Application of the network architecture of the information systems in an automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnikiye trudy-dy KubGTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Iziunskiy A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : a training manual. – Krasnodar : ed. FSBOU VO «KubGTU», 2016.
5. Konovalova T.V., Nadiryana S.L., Senin I.S. Features of the information support of the motor transport enterprises activity for traffic safety increase // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
6. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.
7. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryana S.L. Ways of estimation of efficiency of organization of traffic : textbook. – Krasnodar : FSBEI VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 247 p.
8. Nadiryana S.L., Senin I.S. The main directions of prevention of child traumatism in the Krasnodar region : Transport and transport-technological systems / materials of the International Scientific and Technical Conference; Ministry of Education and Science of the Russian Federation Federal State Budgetary Educational Institution – Higher Professional Education «Tyumen State Oil and Gas University» Ural Interregional Department of the Russian Academy of Transport (RAT); responsible editor N.S. Zakharov. – 2014. – P. 182–186.
9. Nagorny V.V. [et al.]. The main directions of increasing the capacity of the street and road network in large cities: Metalworking complexes and robotic systems - promising areas of research activities of young scientists and specialists / Collection of scientific papers of the International Scientific and Technical Conference; responsible editor Grechukhin A.N. – 2015. – P. 112–116.
10. Nadiryana S.L., Senin I.S., Sklyar E.C. Prevention of child traumatism in preschool institutions of Krasnodar region // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2013. – № 3. – P. 72–73.

УДК 69.059

УСИЛЕНИЕ И ЗАМЕНА НЕСУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ



STRENGTHENING AND REPLACEMENT OF LOAD-BEARING STRUCTURES DURING RECONSTRUCTION OF INDUSTRIAL BUILDINGS

Панькова И.К.

Кубанский государственный
технологический университет
Panterra035@mail.ru

Аннотация. В данной статье автор предлагает эффективные и актуальные методы усиления и замены несущих конструкций при реконструкции производственных зданий на примере фундаментов. Изучил их организационно-технологические особенности, проанализированы достоинства и недостатки каждого из методов производства работ, а также выявлены основные сложности в организации рассмотренных методов.

Ключевые слова: реконструкция, несущие конструкции, фундаменты.

Pankova I.K.

Kuban state technological university

Annotation. In this article, the authors suggest effective and relevant methods of strengthening and replacing load-bearing structures in the reconstruction of industrial buildings on the example of foundations. Their organizational and technological features are studied, the advantages and disadvantages of each of the methods of work production are analyzed, and the main difficulties in the organization of the considered methods are identified.

Keywords: reconstruction, load-bearing structures, foundations.

Введение

Выполнение реконструкции производственного здания является сложной технической задачей, особенно если она проводится в стесненных условиях и без остановки основного производства.

Реконструкция промышленных зданий имеет полный комплекс сложностей в ее проведении:

- ограниченность пространства создает определенные условия на использование специального оборудования – необходимо применение малых габаритов и мало-мощных механизмов: экскаваторов, автокранов, бульдозеров и др.;
- соблюдение экологических норм, сниженный уровень шума, проблемы вывоза мусора, выполнения нормативов по загазованности и запыленности во время демон-тажа;
- в случаях, когда реконструкция осуществляется без остановки производства, то требуется обеспечить необходимую безопасность деятельности предприятия;
- демонтаже непригодных элементов стоит выполнять после обеспечения со-хранности несущих систем здания;
- требования своевременной транспортировки стройматериалов и вывоза му-сора особенно встанут при ограниченности стройплощадки;
- проведение реконструкции следует проводить под строгим контролем

При реконструкции зданий появляется необходимость усиления или замены су-ществующих фундаментов. Это одна из трудоемких и дорогостоящих работ.

Необходимость выполнения работ по усилению и замене фундаментов вызы-вают следующие причины:

- увеличение нагрузок на фундаменты при надстройке, при замене существую-щего покрытия на более тяжелый тип покрытия при увеличении полезной нагрузки на перекрытие многоэтажного здания;
- недопустимые осадки здания, вызывающие опасение устойчивости (при рез-ком понижении или увеличении уровня грунтовых вод, систематических колебаниях грунта в результате работы рядом машин динамического воздействия);
- прокладка ниже подошвы заложений фундаментов существующих зданий но-вых фундаментов, пристроек или подземных коммуникаций типа коллекторов, тоннелей;
- значительный физический износ фундаментов (в результате химического воз-действия агрессивных грунтовых вод, вибрации, неравномерных осадок).

Методика исследований

Практика показала, что проектирование усиления фундаментов почти всегда намного сложнее проектирования новых конструкций. Это объясняется тем, что в каждом случае приходится считаться со стесненными условиями работы, с условиями эксплуатации объекта, с разнообразием проявления деформации зданий и сооружений и др. Выполнение работ по ремонту и усилению фундаментов – всегда крайне трудоемкий, тяжелый и ответственный процесс.

Наиболее часто приходится увеличивать площадь подошвы фундаментов, подводить конструктивные элементы под существующие фундаменты, повышать их жесткость, передавать часть нагрузки на дополнительные фундаменты или полностью заменять фундаменты, когда необходимо предотвратить развитие аварийных деформаций зданий и сооружений.

На данный момент существует множество современных методов усиления фундаментов. В данной статье рассмотрим несколько из них.

К примеру, выполнение частичной или полной разгрузки фундаментов. *Частичную разгрузку* выполняют путем установки временных деревянных и металлических подкосов или опор. Для этого первом этаже или в подвале укладывают опорные подушки, на которые укладывают опорный брус с последующей установкой на него деревянных стоек. С помощью скоб на стойках закрепляют деревянные прогоны. После между стойками и нижним опорным брусом забивают клинья, таким образом стойки включаются в работу. Тем самым нагрузка от перекрытий частично перераспределяется на временные опоры, снимаясь со стен здания. Полную разгрузку осуществляют путем заделывания поперечных металлических или железобетонных балок в каменную кладку стены. Для этого в нижней части стены вблизи верхнего обреза фундамента через 2–3 м пробивают сквозные отверстия, в которые заводят поперечные балки. Под каждой поперечной балкой устраивают две опорные подушки на уплотненном основании. Передача нагрузки на опорные подушки осуществляется через продольные балки с помощью клиньев или домкратов. *Достоинством* метода является отсутствие необходимости в специализированных механизмах и относительная простота производства работ. *Недостатком* данного метода является затрудненность производства работ в стесненных условиях при малой высоте цокольного этажа, либо при наличии в нем различных коммуникаций, а также то, что он не повышает несущую способность грунтов основания, а соответственно, не обеспечивает прочность здания при осадке грунтов.

Актуальным методом усиления фундаментов является *применение корневидных свай*. Сущность данного метода заключается в устройстве под зданием подпорок – жестких корней в грунте, которые переносят основную нагрузку на более плотные слои грунта. Скважины бурят с помощью установок вращательного бурения (диаметром 80–250 мм), которые позволяют пробуривать скважины через расположенные выше стены и фундаменты. При бурении для обеспечения устойчивости стенок скважины используют обсадные трубы, воду, глинистую суспензию, а также сжатый воздух. Так как корневидные сваи проходят сквозь существующие конструкции, они оказываются связанными с сооружением. После бурения в скважину устанавливают арматурные каркасы, которые состоят из отдельных секций, стыкуемых с помощью сварки. После установки в скважину вводят инъекционную трубу, через которую нагнетают цементно-песчаный раствор, обжимающий стенки скважины. Корневидные сваи применяются также при необходимости устройства глубоких выемок в непосредственной близости от существующих зданий. *Достоинством* метода является возможность полного исключения ручных земляных работ, используемое малогабаритное оборудование, а также то, что совершенно не изменяется внешний вид конструкции. *Недостатком* данного метода недостаточная изученность работы тонких свай в слабых грунтах, низкая несущая способность из-за небольшого диаметра и соответственно малой боковой поверхности и площади острия.

При необходимости укрепления сыпучих грунтов, пористых пород и подвижных каменных завалов целесообразно *применение бурового иньектирования* – введения в грунт связующего вещества, которое после затвердевания образует монолиты с основной породой. Выбор того или иного связующего вещества определяется его стоимостью

и физической структурой укрепляемого участка. Цемент применяется для связывания крупных осколков породы. Этот относительно дешевый материал обладают высокой несущей способностью, однако плохо проникают в мелкие поры и трещины. Силикаты и смолы используются для связывания различных фракций песка. Они дороже цемента, зато хорошо проникают в мелкие трещины. Микроцементы и геополимеры находят свое применение только на самых плотных грунтах, так как имеют достаточно высокую стоимость. Общим *недостатком* инъекционного введения веществ является необходимость применения специальной нагнетательной буровой установки, которая имеется в наличии не во всех строительных организациях. *Достоинствами* метода являются высокая прочность формируемого основания и малые габариты применяемой техники, что дает возможность выполнять работы в условиях ограниченного пространства.

Выводы

Было проанализировано несколько основных методов усиления фундаментов зданий и определены недостатки каждого из них.

Анализ показывает, что:

- замена несущих конструкций является сложным организационно-технологическим процессом, требующим подготовки и тщательной проверки принимаемых решений.
- строительные процессы должны быть спроектированы с учётом не только безопасной технологии ведения работ, но и обеспечения прочности и устойчивости строительных конструкций здания.
- техническое проектирование производства строительных работ при реконструкции зданий требует совместной работы специалистов принимающих как архитектурно конструктивные, так и организационно технологические решения

Литература

1. Гучкин И.С. Техническая эксплуатация и реконструкция зданий : учебное пособие для вузов / Ассоциация строительных вузов. – М. : Изд-во АСВ, 2013. – 2-е изд., перераб. и доп. – 295 с.
2. Золотозубов Д.Г., Безгоднов М.А. Реконструкция зданий и сооружений. – Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014 – 159 с.
3. Шагин А.Л., Реконструкция зданий и сооружений. – М. : Высш. шк., 1990. – 287 с.
4. Белый Д.А., Леонова А.Н. Способы усиления фундаментов мелкого заложения / 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.
5. Савйовский В.В. Возведение и реконструкция сооружений. – Киев : ЛираК, 2015. – 267 с.
6. Беляков Ю.И. Строительные работы при реконструкции предприятий. – М.: Стройиздат, 1986. – 224 с.
7. Гамм М.В., Леонова А.Н. Основные параметры ресурсосбережения при реконструкции зданий / в сборнике: Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие». – 2017. – С. 56–59.
8. Реконструкция зданий и сооружений – производственных зданий, торговых центров, промышленных зданий. – URL : https://myresurs.ru/view_article.php?staty_id=364
9. Усиление и замена несущих конструкций при реконструкции производственных зданий. – URL : https://otherreferats.allbest.ru/construction/00310114_0.html
10. Поддубский А.В., Леонова А.Н. Современные технологии строительства фундаментов в сейсмоопасных районах : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Третьей Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – 2016. – С. 108–110.

References

1. Guchkin I.S. Technical operation and reconstruction of buildings : a textbook for universities / Association of construction universities. – M. : Publishing house of ASV, 2013. – 2nd ed., transcript and additional. – 295 p.
2. Zolotozubov D.G., Bezgodov M.A. Reconstruction of buildings and structures. – Published in Perm National Research Polytechnic University, 2014 – 159 p.
3. A.L. Shagin, Reconstruction of buildings and structures. – M.: Vysh. shk. 1990. – 287 p.

4. Belyi D.A., Leonova A.N. Ways of strengthening the foundations of small laying / Collection of articles of the International Scientific and Practical Conference; FSBOU VPO «Kuban State Technological University», Institute of Construction and Transport Infrastructure; FSBOU VPO «Kuban State Technological University»; International Centre for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 13–16.
5. Savyovsky V.V. Erection and Reconstruction of Structures. – Kiev : LyraK, 2015. – 267 p.
6. Belyakov Yu.I. Construction works at enterprises reconstruction. – M. : Stroyizdat, 1986. – 224 p.
7. Gamm M.V., Leonova A.N. Basic parameters of resource saving at reconstruction of buildings / in collection: Materials of conferences of the State Research Institute «National Development». – 2017. – P. 56–59.
8. Reconstruction of buildings and structures - industrial buildings, shopping centers, industrial buildings. – URL : https://myresurs.ru/view_article.php?staty_id=364
9. Reinforcement and replacement of bearing structures during reconstruction of production buildings. – URL : https://otherreferats.allbest.ru/construction/00310114_0.html
10. Poddubskiy A.V., Leonova A.N. Modern technologies of the foundation construction in the earthquakeprone areas: Actual issues of the urban construction, architecture and design in the resort regions / Proceedings of the Third All-Russian scientific-practical conference of young scientists. – 2016. – P. 108–110.

УДК 69.059

**УСИЛЕНИЕ И УГЛУБЛЕНИЕ
ТРЕСНУВШЕГО ЛЕНТОЧНОГО МЕЛКОЗАГЛУБЛЕННОГО ФУНДАМЕНТА**
◆◆◆◆
**STRENGTHENING AND DEEPENING
OF THE CRACKED TAPE SHALLOW FOUNDATION**

Рабданов Дэвид Муслимович
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
david8866@mail.ru

Rabdanov David Muslimovich
Student,
Kuban state university of technology

Аннотация. В данной статье идет ознакомление со способами усиления и углубления фундамента мелкого заложения. Подробно описываются такие методы усиления, как: уширение подошвы фундамента для уменьшения давления на грунт, армирование захваткой, дополнительный армированный пояс. Также в статье рассказано что делать при возникновении микротрещин и опасно ли это. Разобраны причины возникновения трещин.

Annotation. In this article, you will learn how to strengthen and deepen the Foundation of a small Foundation. The following reinforcement methods are described in detail: broadening of the Foundation sole to reduce the pressure on the ground, reinforcement with a gripper, and an additional reinforced belt. The article also explains what to do when microfractures occur and whether it is dangerous. The causes of cracks are analyzed.

Ключевые слова: мелкозаглубленный фундамент, фундамент мелкого заложения, усиление, углубление, уровень промерзания грунта, разрушение, трещины.

Keywords: shallow Foundation, shallow Foundation, strengthening, deepening, level of soil freezing, destruction, cracks.

На сегодняшний день технологии изменились и такой материал как экструдированный пенополистирол, как основной, действительно помогает экономить на фундаменте, не теряя такого свойства как надежность. Экономить именно за счет того, что утепление грунта и конструкции фундамента позволяет нам возводить фундаменты мелкого заложения – это резко сокращает количество земляных работ, количество материала и уменьшает трудозатраты.

Фундаментом мелкого заложения считается фундамент, подошва которого находится выше уровня промерзания грунта. На рисунке 1 показан фундамент, возводимый на склоне, частично находясь над уровнем промерзания грунтов и под ним. Это также считается фундаментом мелкого заложения. В таком случае опасной зоной считается то место, где его подошва выше глубины промерзания. Если в этом месте не будут предусмотрены все меры по защите фундамента, то это может привести к его разрушению [1].

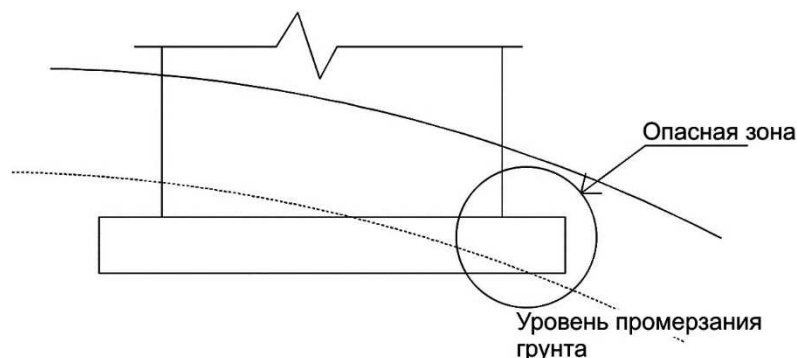


Рисунок 1 – Мелкозаглубленный фундамент на склоне

Что касается трещин, то на данный момент сложно встретить хотя бы одно здание или хотя бы один фундамент без трещин, они существуют и допускаются нормативами.

При усадке бетона и его быстром высыхании вода выходит и появляются усадочные микротрещины, они, как правило, хаотичны и не имеют явной структуры, то есть могут появиться в любом месте на подошве фундамента. В таком случае, скорее всего, была нарушена технология укладки бетона. При явно выраженных четких трещинах, которые

прослеживаются в определенном порядке и имеют расширение $\geq 0,1$ мм большая вероятность составляет то, что это результат расколотого фундамента. Конструкция никогда не имеет трещин по одному сечению, поэтому, если появилась только одна трещина и больше ничего нет, то это нарушение технологии укладки бетона [2, с. 10].

Характер трещин может подсказать причину появления данной проблемы. Если ее обнаруживают весной, то скорее всего, на фундамент мелкого заложения было оказано воздействие морозного пучения. Опасность морозного пучения в том, что оно неравномерно по всему периметру подошвы фундамента. Если бы грунт замерзал одинаково, то он бы и поднимался равномерно и никаких проблем не было. Также при морозном пучении трещины имеют свойство кверху конструкции сходиться, а к низу расходиться, увеличивая размер расширения. К концу весны можно заметить, что данная трещина сошлась и уменьшилась в размерах – это следствие того, что грунт подтаял и под воздействием конструкции сместился обратно на свое место [3, с. 13–16].

При плохом уплотнении грунта угол подошвы может дать усадку, так как не сделана была отмостка и грунт под воздействием воды начал доуплотняться, то есть опасная зона начала проседать. Возникают трещины, но их раскрытие идет уже в верхней части, а книзу они сходятся.

После определения причины их появления следует поставить гипсовые маячки на месте разрушений, их должно быть, как минимум 3. На белом гипсе лучше всего будет заметно, если конструкция вновь начнет свое движение.

В растянутой зоне железобетонной конструкции раскрытие трещин допускается, так как арматура работает на растяжение и принимает это усилие. Если трещина стабилизировалась, то мы делаем расшивку трещины, то есть разбиваем края, делаем их шире и заполняем ремонтным составом, чтобы не произошла коррозия металла. От влаги следует сделать защитный слой с помощью обмазочной гидроизоляции. Эти меры следует соблюдать в случае появления неопасных трещин в фундаменте [4, с. 472].

Основная проблема раскола фундамента – это организационная ошибка. Фундамент мелкого заложения обязательно следует пригружать, чтобы зимой не произошло его замерзание и не было оказано воздействие морозного пучения. При пригрузе, хотя бы в один этаж с панелями перекрытия дается дополнительная нагрузка и морозному пучению уже сложнее поднять фундамент и разрушить его. В холодный период времени делают утепленный фундамент снаружи и засыпают его грунтом внутри, чтобы уменьшить промерзание конструкции. Также следует выполнить временную отмостку, чтобы талый снег не замочил основание фундамента, она может быть сделана из обычной полиэтиленовой плотной пленки и присыпана 10 см грунта [5, с. 108–110].

Технологические ошибки:

- количество пластификатора больше требуемого по паспорту;
- применение механического воздействия при не особо хорошем качестве цемента;
- делают размер подошвы, не учитывая грунт;
- количество и размер арматуры взято не расчетное.

Если после установки гипсовых маячков заметно дальнейшее разрушение, то следует проводить анализ фундамента. Обязательно должен быть сделан анализ грунта в лаборатории. При нахождении в грунте торфа возведение мелкозаглубленного фундамента невозможно, так как грунт всегда будет оседать [6, с. 369].

При углублении ленточного мелкозаглубленного фундамента важно, чтобы был предоставлен к нему доступ со всех сторон. Фундамент разбивают на захватки, равные примерно 1 м и начинают работы. На месте захватки откапывают грунт, строят каркас, ставят опалубку на торцах так, чтобы выглядывала арматура и бетонируют. Между соседними захватками нужно делать перерыв 3–4 дня. Используется высокомарочный бетон (В25), так как за эти 3–4 дня он успевает набрать достаточную прочность, чтобы воспринимать усилия. Опалубку возводят, отступая от фундамента, чтобы было место для заливки бетона и для вибратора. Обязательно делается временное закрытие над каждой захваткой, так как не допускается попадание воды внутрь. Обычно при работе с бетоном 20 % цемента заменяют на глиноземистый. Дело в том, что при застывании бетон дает усадку около 10 %, а применение 20 % глиноземистого цемента компенсирует усадку. Но может быть и другой подход к усилению фундамента.

Можно опустить уровень грунтовых вод, сделав понижающий дренаж по периметру здания и вывести его в канаву или дренажную систему. При слабых грунтах можно

применить цементацию или силикатизацию, то есть в грунте под давлением нагнетается цемент или жидкое стекло, глина. При высоком уровне грунтовых вод силикатизацию лучше не делать, потому что вода со временем все вымоет [7, с. 26].

Грунт под захваткой никак уплотнить нельзя, работать надо вручную, с помощью лопаток аккуратно срезают грунт, чтобы не нарушить его родную структуру. Следует применять больше ушорящего цемента, так как при уширении он давит на грунт и уплотняет его. Любая вибрация приведет к разрушению структуры грунта.

Также можем усилить фундамент полимерными сетками, набив на фундаментные стенки сетку с металлическими анкерами и передавать усилия через анкера на бетон. Такой способ не предусматривает увеличение ширины подушки и углубление фундамента [8, с. 142–147].

В заключении, можно сказать, что очень редко, когда фундамент надо либо полностью сносить, либо применять экстраординарные меры по его усилению. Достаточно провести анализ начавшихся разрушений и предотвратить ошибку. Основной задачей для усиления фундамента является недопущение воды в трещины, так как она вызывает коррозию металла.

Литература

1. URL : <http://www.wayhome.tv/2018/02/usilenie-i-uglublenie-tresnuvshego-le/> (дата обращения 09.04.2020).
2. Цементы общестроительные. Технические условия : ГОСТ 31108-2003. – 10 с.
3. Белый Д.А., Леонова А.Н. Способы усиления фундаментов мелкого заложения : 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 «КубГУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – 13–16 с.
4. Полищук А.И. Основы проектирования и устройства фундаментов реконструируемых зданий. – Томск : Изд-во БТТ, 2004. – 472 с.
5. Поддубский А.В., Леонова А.Н. Современные технологии строительства фундаментов в сейсмоопасных районах : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Третьей Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – 2016. – С. 108–110.
6. Порывай Г.А. Техническая эксплуатация зданий : учебник. – М. : Стройиздат, 1990. – 369 с.
7. Швец В.Б., Феклин В.И., Гинзбург Л.К. Усиление и реконструкция фундаментов. – М. : Стройиздат, 1985. – 26 с.
8. Одоевская А.А., Леонова А.Н. Строительные материалы будущего : Проектирование и строительство автономных, энергоэффективных зданий / сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 142–147.

References

1. URL : <http://www.wayhome.tv/2018/02/usilenie-i-uglublenie-tresnuvshego-le/> (circulation date 09.04.2020).
2. Cements for general construction. Technical specifications : GOST 31108-2003. – 10 p.
3. Belyi D.A., Leonova A.N. Ways of strengthening of small foundation: Ecological, engineering-economical, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure / collection of articles of International scientific-practical conference; FSBOU VPO «Kuban State Technological University», Institute of construction and transport infrastructure; FSBOU VPO «Kuban State Technological University»; International center of innovative research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – 13–16 p.
4. Polischuk A.I. Fundamentals of designing and construction of the foundations of the reconstructed buildings. – Tomsk : BTT Publishing House, 2004. – 472 p.
5. Poddubsky A.V., Leonova A.N. Modern technologies of foundation construction in earthquake-prone areas : Actual issues of urban construction, architecture and design in resort regions / Proceedings of the Third All-Russian Scientific and Practical Conference of Young Scientists. – 2016. – P. 108–110.
6. Pour G.A. Technical maintenance of buildings : a textbook. – M. : Strojizdat, 1990. – 369 p.
7. Shvets V.B., Feklin V.I., Ginzburg L.K. Strengthening and reconstruction of foundations. – M. : Stroyizdat, 1985. – 26 p.
8. Odoevskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy efficient buildings / collection of articles of the International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.

УДК 69.059

СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ



MODERN ASPECTS OF THE RECONSTRUCTION OF RESIDENTIAL BUILDINGS

Сикорская Мария Николетта Анатольевна
студент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
059ma.ni.si@gmail.com

Рогозин Артем Александрович
студент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
rogozin.artem@gmail.com

Аннотация. в данной статье рассмотрены методы реконструкции жилых зданий. Проанализирована ситуация жилищным фондом на территории Российской Федерации и потребность в реконструктивных работах. На основе Российского и зарубежного опыта подобраны наиболее часто и успешно применяемые методы реконструкции, выявлены их плюсы и минусы.

Ключевые слова: строительство, реконструкция, архитектура, жилищный фонд, модернизация.

Sikorskaya Maria Nicoletta Anatolyevna
Student
of the Department of Building Structures,
Kuban state university of technology

Rogozin Artem Alexandrovich
Student
of the Department of Building Structures,
Kuban state university of technology

Annotation. This article describes methods of reconstruction of residential buildings. The situation of the housing stock on the territory of the Russian Federation and the need for reconstruction work are analyzed. Based on Russian and foreign experience, the most frequently and successfully applied reconstruction methods are selected, their pros and cons are identified.

Keywords: construction, reconstruction, architecture, housing stock, modernization.

Сохранение, восстановление и преобразование жилых зданий – все это в совокупности определяет основные задачи реконструкции, как области народного хозяйства. Реконструкция и модернизация жилого фонда, помимо их основного назначения – увеличения срока жизненного цикла возведённого здания, направлены на улучшение условий жизни в целом. Это достигается посредством оснащения его новейшим инженерным оборудованием, внедрением новых конструктивных решений, а также работай с внешним видом здания. За счет последнего в частности решается проблема гармоничного внедрения здания в существующий архитектурный ансамбль сформированного района.

С каждым годом наблюдается активный прирост количества нового жилья. Но параллельно с этим растёт и потребность в реконструкции как уже имеющихся зданий, прошедших определённый срок эксплуатации, так и новостроек через определённый промежуток времени. По данным минстроя на данный момент на территории нашей страны реконструкции необходима для зданий, общей площадью превышающих семьсот миллионов квадратных метров. По оценке экспертов, из этой площади шесть процентов приходится на дореволюционную застройку, а доля довоенного строительства, нуждающегося в модернизации, достигает двадцати семи процентов.

В социально-экономическом плане большое значение имеет реконструкции застройки первой серии, так как на нее приходится около 250 миллионов квадратных метров. Для данного типа жилья возникает острая необходимость устранения физического и морального износа.

По опыту России, а также стран зарубежья, при ведении работ по реконструкции и модернизации возникает ряд затруднений. В основном они связаны с инженерно-техническими, экономическими и социальными вопросами. Сложность также добавляет обилие вариантов реконструктивных подходов, варьирующих от полного сноса до кардинального изменения с преобразованием в сторону большей этажности.

Путем анализа данных о методах реконструкции построек первой массовой серии были разработаны наиболее подходящие концепции ведения работ под разные экономические условия регионов России. В основу лег многоуровневый подход к вопросу технического решения, представленный на рисунке 1.



Рисунок 1 – Уровень реконструктивных работ жилых зданий первых типовых серий

Основным критерием при ведении реконструктивных работ является вязкость использование таких технологий, при которых не требуется отселение жильцов.

При реконструкции особое внимание стоит уделять улучшению эксплуатационных характеристик, в частности теплотехнических характеристик, а также модернизация фасадов до современных требований к их архитектуре. Так как система вентиляции является источником большого количества теплотерь, выделяют 4 основных варианта модернизации. Для первого случая применяют пристройки малых архитектурных объемов. Во втором случае пользуются превращением чердачных помещений в мансардные этажи. Третий и четвертый случай основан уширения корпуса зданий с надстройкой этажей- однострунного и двустороннего.

Отдельно стоит выделить устройство мансард и эркеров. Высота принимается 1–2 мансардных этажа одноуровневым или двухуровневым расположением квартир.

Перечисленные варианты работ выполняются без отселения с соблюдением правил безопасного ведения работ.

Возникают ситуации, при которых ведение работ без отселения жильцов невозможно. К таким вариантам относятся расширение корпусов, надстройка этажей с перепланировкой помещений, устройство лифтов и мусоропроводов.

Способы реконструкции задний так же зависят и от схемы зданий и его состояния. Самым простым вариант является перепланировка квартир. Это наиболее часто применимо для домов с каркасной системой, а также при схеме с тремя продольными несущими стенами, однако в домах с узким и смещенным шагом почти неприменимо.

Архитектурно-планировочные решением так же влияют на реконструкцию жилья. Рассмотрим подробно наиболее популярные способы:

1. Улучшение архитектурно-планировочных решений путем пристройки элементов малых архитектурных форм в виде эркеров и пристроек.

Таким образом добиваются увеличения площади кухонь, санузлов расположенных рядом комнат по квадратуре до 30 %. Это же позволяет повысить освещенность

квартир и создать более комфортную планировку. Наибольший эффект достигается при совмещении этого метода с пристройкой эркеров.

2. Улучшение архитектурно-планировочных решений путем пристройки малых архитектурных форм, перепланировки секций в квартиры с одним и двумя уровнями, а также надстройки верхнего этажа в виде мансарды.

Данный способ является наиболее эффективным и малозатратным. На это указываю то, что несущей способности здания достаточно, чтобы не перегрузить фундамент в ходе работ, переход на скатную крышу мансардного этажа позволяет увеличить прочность до 20 % при минимальных вложениях, а эркеры позволят, помимо основного расширяющего назначения, без затруднений вписать инженерное оборудование в здание.

3. Увеличение общей площади зданий путем отнеса наружных стен, надстройки этажей и пристройки объемов.

Архитектурно-планировочные решения, проводимые по данной конструктивной схеме, весьма разнообразны и могут иметь достаточно широкий диапазон: от надстройки одного этажа до превращения зданий в 7–9 этажные корпуса и целые комплексы.

При этом помещения первого этажа превращаются в нежилые, а вышестоящие – в двухуровневые квартиры. Это обстоятельство существенно улучшает уровень планировочных решений, а использование приемов сплошного остекления лестничных клеток, использование арочных конструктивных элементов стен первого этажа и сложной формы кровли мансарды позволяет расширить архитектурную палитру фасадов зданий.

Реконструкция с надстройкой до 7–9 этажей представляет собой более сложную техническую задачу. При этом реконструируемая часть здания находится как бы внутри вновь возводимого каркаса, а надстройка вышележащих этажей осуществляется самостоятельно и имеет свое архитектурно-планировочное решение. Такой прием сопряжен с серьезными конструктивными изменениями, требующими устройства несущих элементов, воспринимающих нагрузки от надстраиваемых этажей. Обычно после такой реконструкции либо все здание получается шире существующего, либо образуются мощные пилоны, выступающие перед фасадами первых пяти этажей, либо эркерные части, симметрично расположенные по наружным стенам и объединенные на пятом этаже мощным диском жесткости.

Практически такой метод реконструкции приводит к созданию ширококорпусных зданий, которые отличаются достаточно гибкой планировкой и более высокими эксплуатационными характеристиками.

В ходе профессионального анализа типологии сооружений и архитектурно-планировочных действий находится лучший вариант реконструкции и модернизации, который более полно отвечает конечному замыслу. Естественно, в процессе реконструкции и модернизации общественных сооружений рассматривается вопрос современных экологических систем жизнеобеспечения, безопасности и энергосбережения, не наличие которых является частой бедой сооружений старой постройки.

Литература

1. Одолевская А.А., Леонова А.Н. Строительные материалы будущего : Проектирование и строительство автономных, энергоэффективных зданий / сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 142–147.
2. Шихов А.Н. Реконструкция зданий и сооружений : курс лекций / М-во с.-х. РФ, федеральное гос. бюджетное образоват. учреждение высшего образов. «Пермская гос. с.-х. акад. им. акад. Д.Н. Прянишникова». – Пермь : ИПЦ «Прокрость», 2016. – 398 с.
3. Гамм М.В., Леонова А.Н. Основные параметры ресурсосбережения при реконструкции зданий / Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие». – 2017. – С. 56–59.
4. Леонова А.Н. Достоинства и недостатки применения навесных вентилируемых фасадных систем при реконструкции зданий в курортных регионах : Строительство в прибрежных курортных регионах / Материалы 7-й международной научно-практической конференции. – 2012. – С. 68–71.
5. 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.

References

1. Odоеvskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy efficient buildings / collection of articles of the International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.
2. Shikhov A.N. Reconstruction of buildings and constructions: lecture course / M-vo of Russian Federation, federal state budgetary institution of higher education «Perm state agricultural acad. im. acad. D.N. Pryanishnikov». – Perm : CPI «Prokrost», 2016. – 398 p.
3. Gamm M.V., Leonova A.N. Basic parameters of a resource saving at reconstruction of the buildings / Materials of conferences of the State Research Institute «National Development». – 2017. – P. 56–59.
4. Leonova A.N. Advantages and disadvantages of the hinged ventilated facade systems application at the buildings reconstruction in the resort regions : Construction in the coastal resort regions / Proceedings of the 7th international scientific-practical conference. – 2012. – P. 68–71.
5. Fursina Yu.V., Ivanova S.O., Leonova A.N. Experience of reconstruction of buildings in European countries and comparison with renovation in Russia Bulletin of Science and Practice. – 2019. – Vol. 5. – № 5. – P. 241–246.

УДК 69.059

УСИЛЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ КОМПОЗИТНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ



REINFORCEMENT OF STRUCTURES WITH COMPOSITE MATERIALS

Суханова Анастасия Дмитриевна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
anastasiya_suxanova_99@mail.ru

Мананкина Анастасия Сергеевна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
manankinaas@mail.ru

Аннотация. В данной статье подробно разобрана современная технология, которая была успешно применена в строительстве, в частности для усиления конструкций. Дано определение данной технологии. Приведены факты, говорящие об эффективности этого метода и его преимуществе перед традиционными способами усиления конструкций. Говорится о том, почему необходимо соблюдать все требования предъявляемые к материалу. Дана подробная информация об углеродных волокнах. Обозначены так же и имеющиеся минусы данного метода.

Ключевые слова: углеродное волокно, усиление строительных конструкций, композитные материалы, технология, требования.

Suhanova Anastasiya Dmitrievna

Student,
Kuban state university of technology

Manankina Anastasiya Sergeevna

Student,
Kuban state university of technology

Annotation. This article analyzes in detail the modern technology that has been successfully applied in construction, in particular for strengthening structures. The definition of this technology. The facts about the effectiveness of this method and its advantages over traditional methods of strengthening structures are presented. It explains why it is necessary to comply with all the requirements for the material. Detailed information about carbon fibers is given. The available disadvantages of this method are also indicated.

Keywords: carbon fiber, reinforcement of building structures, composite materials, technology, requirements.

Современные промышленные и строительные отрасли постоянно развиваются и совершенствуются. Поэтому для решения постоянно возникающих новых проблем используются новые возможности. Одним из современных нововведений в этих областях, является использование композитных материалов (углеродных волокон) с целью усиления конструкций.

Углеродное волокно – высокопрочный, высокомодульный, линейно-упругий материал. Имея в четыре раза большую прочность на растяжение, чем лучшие марки стали, углеродное волокно значительно легче железа (на 75 %) и алюминия (на 30 %) [1, с. 168]. В наши дни данный материал имеет большой спрос в строительном секторе. Такая популярность объясняется тем, что материал высокой прочности, инертен ко всем агрессивным средам, и ожидаемый срок службы 75 лет.

Композитные материалы, которые усиливают конструкции, делят на три вида:

1. Углеродные холсты с эпоксидным клеем: применяются для усиления колонн, балок, ригелей, перекрытий и некоторых других элементов гражданского строительства. Данные холсты достаточно гибкие, в следствии чего они могут принять совершенно разные формы.

2. Ленты углепластиковые с эпоксидным клеем: применяются если необходимо укрепить мосты и в длинных пролетных строения. При этом длина рулона может достигать 250 погонных метров, а сам материал имеет высокую несущую способность и жесткость.

3. Углепластиковые сетки на цементном связующем: используется с целью усиление кирпичной и каменной кладки, железобетона. В дополнение к достаточно высоким прочностным характеристики, они огнеупорны, а также обладают высокой паропроницаемостью [2, с. 204].

Усиление сжатых и внецентренно – сжатых железобетонных элементов, к примеру пилонов, колонн, при помощи наружного армирования происходит одним из доступных способов. Первый метод представляет собой применение бандажей из углепластика, представляющие «эффект обоймы» [3, с. 64]. Второй метод заключается в установке холста из углеродного волокна по длине сжатого элемента, который действует как дополнительная рабочая арматура [4, с. 37].

Усиление плит перекрытий и балок может быть исполнено путем наклейки углеродных волокон в наиболее напряженные зоны (в большинстве случаев в центре пролета по нижней грани конструкции). С помощью данных действий увеличивается их несущая способность по изгибающим моментам. Для таких задач можно использовать любые виды углеродных материалов – ленты, сетки, ламели.

Внешнее армирование углеродным волокном наиболее оправдано в тех случаях когда: требуется высокая скорость производства работ и достаточно маленький объем усиливаемых конструкций; есть цель оставить внешний вид конструкции неизменным. Укрепление каменной кладки выполняется обоймами из углеволокна и считается прекрасной альтернативой стальным обоймам, так как их внедрение в работу усиливаемого элемента происходит во время монтажа холста на усиливаемый элемент через клеевой слой [5, с. 132].

Так же следует сказать, что как и у многих других технологий усиления, у представленного варианта есть и ряд недостатков. К минусам можно отнести достаточно высокую стоимость материала – углеволокна. Так же необходима дополнительная защита от огня.

Для того чтобы усиление конструкций углеволокном имело смысл, материал непременно должен отвечать таким требованиям:

- все волокна должны быть обязательно параллельными;
- для сохранения структуры необходимо использовать стеклянную сетку либо эпоксидный биндер [7, с. 75].

Добиться этого удается только при условии изготовления углеволокна в соответствии со строгой технологией. Высокое качество материала возможно, но только при соблюдении технологии производителем.

Усиление углеволокном проводится быстро и является очень эффективной технологией. При повреждении несущих конструкций усиление углепластиком или углеволокном незаменимо, так как оно помогает существенно уменьшить последствия повреждений, не только вернуть несущие способности конструкции, но и повысить их. В дальнейшем железобетон будет защищен от влияния влаги и возникновения коррозии арматуры [8, с. 24]. А также от большинства возможных механических повреждений.

Усиление несущих конструкций рационализирует строительство. Но доверить любые работы в этой сфере можно только профессионалам. Ведь огромное значение в достижении необходимого результата имеет технология.

Обобщая все вышесказанное, можно сказать, что усиление строительных конструкций композитными материалами на сегодняшний день является крайне энергоэффективным методом, имеющим ряд значительных преимуществ с широкой сферой применения по сравнению с усилением традиционными методами: сохраняется первоначальное сечение элемента конструкции, происходит усиление стен, усиление несущих конструкций и усиление плит перекрытия не влечет увеличение массы конструкций, композитные материалы имеют высокую коррозионную стойкость, достаточно простое применение, сжатые сроки при производстве работ, возможно избежать возведения сложных подмостей, не требуется грузоподъемное оборудование, отсутствуют размерные ограничения – длина холстов и ламинатов составляет не менее 50 метров. Работы по усилению можно выполнять без остановки эксплуатации зданий и сооружений.

Литература

1. Усиление железобетонных конструкций композитными материалами. Правила проектирование : СП 164.1325800.2014.
2. Руководство по усилению железобетонных конструкций композитными материалами. – М., 2006.

3. 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.
4. Грановский А.В., Костенко А.Н., Мочалов А.Л. Усиление железобетонных колонн каркасных зданий в сейсмоопасных районах с использованием элементов внешнего армирования из углеволокна // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2007. – № 2.
5. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композициях и их влияние на свойства материалов : Девелопмент и инновации в строительстве / сборник статей Международного научно-практического конгресса.
6. Шилин А.А., Пшеничный В.А., Картузов Д.В. Усиление железобетонных конструкций композитными материалами. – М. : Стройиздат.
7. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015.
8. Хуажев С.Р., Леонова А.Н. Современные способы усиления каменных конструкций : Современные научно-практические решения XXI века / Материалы международной научно-практической конференции; общая редакция В.И. Оробинский, В.Г. Козлов. – 2016.

References

1. Reinforcement of reinforced concrete structures with composite materials. Design rules : SP 164.1325800.2014.
2. Guidelines for strengthening reinforced concrete structures with composite materials. – М., 2006.
3. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Krivenkova T.V. Features of strengthening of building constructions by composite polymer materials in the conditions of high and low temperatures // Prospects of science. – 2019. – № 5.
4. Granovsky A.V., Kostenko A.N., Mochalov A.L. Reinforcement of the reinforced concrete columns of the frame buildings in the earthquake-prone regions with the use of the external reinforcement elements from a carbon fiber // Seismoscopic construction. Structures safety. – 2007. – № 2.
5. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in the space-reinforced compositions and their influence on the material properties: Development and innovations in construction / Collection of articles of the International scientific-practical congress.
6. Shilin A.A., Pshenichny V.A., Kartuzov D.V. Reinforcement of the reinforced concrete structures by the compo-cast materials. – М. : Stroizdat.
7. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern methods of strengthening of building constructions by carbon composite materials : Actual questions of urban building, architecture and design in the resort regions / Proc. of the Second All-Russian scientific-practical conference. – 2015.
8. Khuazhev S.R., Leonova A.N. Modern methods of strengthening stone structures : So-time scientific-practical solutions of the XXI century / Proceedings of the international scientific-practical conference; general editors V.I. Orobinsky, V.G. Kozlov. – 2016.

УДК 665.613.24

**СОВРЕМЕННОЕ И ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СОСТОЯНИЕ
ТЯЖЕЛЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ, СЛИЧИТЕЛЬНЫЕ АНАЛИЗЫ
ЭКСПЕРИМЕНТОВ И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ**



**CURRENT AND POTENTIAL STATUS OF HEAVY HIGH-VISCOUS OILS,
COMPARATIVE ANALYSIS OF EXPERIMENTS AND A MATHEMATICAL MODEL
FOR THE PROCESSING OF HEAVY OIL**

Аскеров Айсам Ровшан оглы
магистрант,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
aysam_asgarov@mail.ru

Юсубов Фахраддин Вали оглы
профессор,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
yusfax@mail.ru

Аннотация. Истощение легких традиционных нефтяных ресурсов значительно увеличило потребность в новых и более оптимальных технологических процессах для переработки тяжелой сырой нефти. Создание новых технологических процессов, внедрение этих видов сырья с существующими технологиями обработки, а также создание математических моделей, основанных на систематическом анализе процесса обработки. Для оптимизации процесса переработки путем глубокой переработки тяжелой сырой нефти была создана регрессионная модель этих типов процессов.

Ключевые слова: тяжелая нефть, синтетический нефть, природный битум, рафинирование, наноразмерные катализаторы, регрессионная модель.

Askerov Aysam Rovshan oglu
Graduate student,
Azerbaijani state oil and industry university

Yusubov Fakhraddin Wali oglu
Professor,
Azerbaijani state oil and industry university

Annotation. The depletion of light traditional oil resources has significantly increased the need for new and more optimal technological processes for the processing of heavy crude oil. Creation of new technological processes, the introduction of these types of raw materials with existing processing technologies, as well as the creation of mathematical models based on a systematic analysis of the processing process. To optimize the refining process by deep processing of heavy crude oil, a regression model of these types of processes was created.

Keywords: heavy oil, synthetic oil, natural bitumen, refining, nanoscale catalysts, regression model.

Введение

Нефтехимия является незаменимым продуктом бурения, используемым во многих отраслях промышленности, в том числе в химической, и защита запасов легкой нефти в настоящее время является ключевой задачей в нефтяной промышленности. По подсчетам ученых, запасы легкой нефти сталкиваются с риском истощения в первой половине этого столетия. Конечно, технология добычи, транспортировки и переработки нефти во много раз проще и доступнее, чем другие продукты бурения, а также благодаря высоким показателям качества прозрачных продуктов перегонки, полученных из нефти.

Ежегодно во всем мире миллионы установленных двигателей внутреннего сгорания в автомобилях, железнодорожных и авиационных транспорт, речные и морские суда, строительство, сельское хозяйство, военная техника и т.д. расходуют примерно 1,5 миллиарда т. моторного топлива. Логическим следствием этого является то, что во втором десятилетии 21-го века традиционная добыча нефти достигла своего пика. Конечно, текущая ситуация и статистические расчеты не могут не привлечь внимание таких крупных нефтяных компаний как: «Sinorep», «Lukoil», «BP», «Saudi Aramco», «VALERO», «Газпром», «Kuwait Petroleum Corp» и другие, так как они тратят огромные суммы денег и энергии на поиск альтернативных источников энергии. Настоящая время появился большой интерес к конку-рентоспособным нетрадиционным источником

нефти, таким как: высоко-вязкостная нефть, очень тяжелая нефть и природный битум. С 2018 года 10 % перерабатываемой сырой нефти в мире приходится на эти виды нефти. Плотность тяжелой и очень тяжелой нефти варьируется от 0,860 до 1022 г / см³, отражая модифицированную форму основного типа битума и керна сырой нефти с 30 МПа или 35 мм² / ч.

На этом фоне можно сказать, что реконструкция топливно-энергетического комплекса в мире завершена. Целью этого этапа является не только поиск новых источников сырой нефти и увеличение темпов переработки нефти, но и выявление новых, улучшенных методов на всех этапах производства (производство, переработка, продажа) [1].

Зарубежные компании определяют для термических и экстракционных процессов роль первичной обработки ТН с целью получения синтетической нефти, которая имела бы более низкую вязкость и могла бы транспортироваться по трубопроводам. Одним из перспективных направлений такой подготовки ТН к транспортировке являются разновидности процесса деасфальтизации. Канадская технология «HTL» (Heavy To Light) основана на удалении смолисто-асфальтеновых веществ (СAB) на циркулирующем горячем минеральном носителе, на поверхности которого протекают реакции термолитиза. Продукты реакции отделяются от песка в циклоне и разделяются ректификацией. Оставшийся гудрон возвращается на смешение с песком. В качестве недостатков процесса можно выделить высокую металлоемкость, низкий выход жидких продуктов, повышенное образование кокса.

Технология «CCU» (Catalytic Crude Upgrading), разработанная компанией UOP (Universal Oil Products), представляет собой вариант неглубокого каталитического крекинга в псевдоожиженном слое. Процесс направлен на снижение вязкости тяжелого сырья для перекачки трубопроводным транспортом. Синтетическая нефть, получаемая на установке, имеет меньшую плотность (повышение API на 27 ед.). Процесс реализован в виде пилотной установки.

Разновидность гидрокаталитической переработки природных битумов, получившая название «DRB» (Donor Refined Bitumen), заключается в предварительной отгонке из сырья фракций, выкипающих до 500°C, и последующем смешении остатка с растворителем, выступающим в качестве источника водорода. Растворитель циркулирует в системе, перед смешением предварительно «регенерируется» гидрированием для обеспечения свойства водородного донора. Смесь остатка с растворителем подвергают гидрокрекингу при температуре 410 – 460°C и давлении 35 – 55 атм. Глубина превращения при данном режиме достигает порядка 70 %. Смешением продукта гидрокрекинга и предварительно отогнанных фракций получают СН, практически не содержащую тяжелого остатка.

Отличительной особенностью данной технологии является возможность переработки тяжелого нефтяного сырья без предъявления требований к коксуемости, содержанию серы и металлов. Это становится возможным ввиду организации процесса без прямого контакта катализатора с реакционной массой, что позволяет избежать отравления и закоксовывания катализатора, а также избежать затрат на регенерацию и снизить металлоемкость.

В качестве донора водорода могут быть использованы природный и попутный газы, ШФЛУ, прошедшие каталитическую активацию в блоке получения атомарного водорода и радикалов. Иными словами, в реакторе происходит смешение тяжелого сырья с каталитически активированным источником водорода без участия катализатора. В настоящее время технология обеспечивает высокий выход дистиллята с концом кипения 350 °C [2].

Экспериментальная часть

В настоящее время технологии переработки тяжелой нефти с высокой вязкостью в основном основаны на классических технологиях обработки тяжелых нефтяных остатков. В то же время, из-за специфических свойств и тяжелого состава тяжелого углеводородного сырья классическая технология вторичной переработки легкой нефти не считается эффективной для переработки тяжелой нефти. Ниже (табл. 1) приведен ряд показателей нефти, использованного для эксперимента.

Таблица 1

Проба тяжелой нефти, взятая с Сураханского нефтяного месторождения			Проба легкой нефти, взятой с Ширванского месторождения		
Плотность по ареометру, 20 °С		Плотность по пикнометру, 20 °С	Плотность по ареометру, 20 °С		Плотность по пикнометру, 20 °С
$\rho = 886,9 \text{ кг/м}^3$		$\rho = 884,0 \text{ кг/м}^3$	$\rho = 855,8 \text{ кг/м}^3$		$\rho = 856,0 \text{ кг/м}^3$
20 °С		$\gamma_{\text{кин}} - 1,9681 \text{ мм}^2/\text{с}$	20 °С		$\gamma_{\text{кин}} - 1,5478 \text{ мм}^2/\text{с}$
50 °С		$\gamma_{\text{кин}} - 3,8776 \text{ мм}^2/\text{с}$			
Количество серы (S) в %			Количество серы (S) в %		
0,2496	0,2490	0,2494	0,1701	0,1700	0,1699
0,2493			0,1700		
Количество азота (N) в миллионных долях			Количество азота (N) в миллионных долях		
1487		1435	425		364
Температура воспламенения в открытой тигле – 41 °С			Температура воспламенения в открытой тигле – 39 °С		
Температура воспламенения в закрытой тигле – 32 °С			Температура воспламенения в закрытой тигле – 29 °С		

Все это побуждает ученых всего мира синтезировать более эффективный и стабильный катализатор, получать более дешевый и более доступный источник водорода (донор), выбирать различные комбинации давления и температуры и модифицировать реакторы. Большая часть наших экспериментов проводилась в области переработки тяжелой нефти. Были изучены перспективы дальнейшей переработки этой нефти на заводе без существенных изменений существующих схем.

Для этой цели синтетическое нефть было извлечено из образца тяжелой нефти с помощью процесса Фишера Тропша, и это синтетическое нефть было обработано в условиях легкой переработки нефти и проанализировано и сравнено (табл. 2).

Таблица 2

Фракционный состав	Проба легкой нефти, взятый с Ширванского нефтяного месторождения		Проба тяжелой нефти, взятая с Сураханского нефтяного месторождения	
	1	2	3	4
Температура начало кипение	56	59	72	75
10 % отгоняется при температуре °С	89	88	112	114
20 % отгоняется при температуре °С	114	115	186	187
30 % отгоняется при температуре °С	171	170	221	221
40 % отгоняется при температуре °С	242	240	278	279
50 % отгоняется при температуре °С	284	283	328	327
60 % отгоняется при температуре °С	318	317	335	335
70 % отгоняется при температуре °С	330	332	343	344
80 % отгоняется при температуре °С	344	346	354	355
86/88 % отгоняется при температуре °С	–	–	361	360
90/90 % отгоняется при температуре °С	351	353	–	–
Температура конца кипение	352	355	362	362

Эта статья также достигла удовлетворительных результатов в наших экспериментах на основе существующих технологий обработки и рассматривает разработку математической модели результатов наших экспериментов, чтобы сделать эти результаты более эффективными. 3 фактора, влияющих на процесс, были выбраны для построения математической модели (табл. 3):

Z1 – температура T, °С; Z2 – плотность, кг / м³; Z3 – вязкость, мПа·с

Таблица 3 – Матрица планирования практики

№	Технологические условия процесса			Характеристика конечного продукта				Выходные параметры
	T, °C	ρ , кг/м ³	Вязкость МПа·с	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	Y
1	112	884,0	1,9681	+1	-1	-1	-1	10
2	364	884,0	1,9681	+1	+1	-1	-1	20
3	112	886.9	1,9681	+1	-1	+1	-1	30
4	364	886.9	1,9681	+1	+1	+1	-1	40
5	112	884,0	3,8776	+1	-1	-1	+1	50
6	364	884,0	3,8776	+1	+1	-1	+1	60
7	112	886.9	3,8776	+1	-1	+1	+1	70
8	364	886.9	3,8776	+1	+1	+1	+1	86

$$Z_1 = \frac{364+112}{2} = 238; Z_2 = \frac{886,9+884,0}{2} = 885,45; Z_3 = \frac{3,8776+1,9681}{2} = 2,92285;$$

$$\Delta Z_1 = \frac{364-112}{2} = 126; \Delta Z_2 = \frac{904,0-902,0}{2} = 885,45; Z_3 = \frac{3,8776-1,9681}{2} = 0,95475.$$

Исследование показало, что результаты эксперимента были обычноделимыми и однородными.

$$b_0 = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 y_i = \frac{1}{8} (10 + 20 + 30 + 40 + 50 + 60 + 70 + 86) = 45.75;$$

$$b_1 = \frac{1}{8} (-1 \times 10 + 1 \times 20 - 1 \times 30 + 1 \times 40 - 1 \times 50 + 1 \times 60 - 1 \times 70 + 1 \times 86) = 5.75;$$

$$b_2 = \frac{1}{8} (-1 \times 10 - 1 \times 20 + 1 \times 30 + 1 \times 40 - 1 \times 50 - 1 \times 60 + 1 \times 70 + 1 \times 86) = 10.75;$$

$$b_3 = \frac{1}{8} (-1 \times 10 - 1 \times 20 - 1 \times 30 - 1 \times 40 + 1 \times 50 + 1 \times 60 + 1 \times 70 + 1 \times 86) = 10.75.$$

Давайте посчитаем бинарные взаимодействия. Сделаем новую таблицу (табл. 4) для этого.

Таблица 4 – Матрица с учетом взаимодействия коэффициентов

№	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁ X ₂	X ₁ X ₃	X ₂ X ₃	X ₁ X ₂ X ₃	Y
1	+1	-1	-1	-1	+	+	+	-	10
2	+1	+1	-1	-1	-	-	+	+	20
3	+1	-1	+1	-1	-	+	-	+	30
4	+1	+1	+1	-1	+	-	-	-	40
5	+1	-1	-1	+1	+	-	-	+	50
6	+1	+1	-1	+1	-	+	-	-	60
7	+1	-1	+1	+1	-	-	+	-	70
8	+1	+1	+1	+1	+	+	+	+	86

$$b_{12} = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 x_1 x_2 y_i = \frac{1}{8} (+1 \times 10 - 1 \times 20 - 1 \times 30 + 1 \times 40 + 1 \times 50 - 1 \times 60 - 1 \times 70 + 1 \times 86) = 0.75$$

$$b_{13} = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 x_1 x_3 y_i = \frac{1}{8} (+1 \times 10 - 1 \times 20 + 1 \times 30 - 1 \times 40 - 1 \times 50 + 1 \times 60 - 1 \times 70 + 1 \times 86) = 0.75$$

$$b_{23} = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 x_2 x_3 y_i = \frac{1}{8} (+1 \times 10 + 1 \times 20 - 1 \times 30 - 1 \times 40 - 1 \times 50 - 1 \times 60 + 1 \times 70 + 1 \times 86) = 0.75 ;$$

$$b_{123} = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 x_1 x_2 x_3 y_i = \frac{1}{8} (-1 \times 10 + 1 \times 20 + 1 \times 30 - 1 \times 40 + 1 \times 50 - 1 \times 60 - 1 \times 70 + 1 \times 86) = 0.75 .$$

Уравнение регрессии, полученное для трех факторов при планировании экспериментов, важно для дальнейшей оптимальной обработки процесса обработки

$$y(x_1, x_2, x_3) = 45.75 - 5.75x_1 - 10.75x_2 - 10.75x_3 + 0.75x_1x_2 + 0.75x_1x_3 + 0.75x_2x_3 - 0.75x_1x_2x_3 \quad (1)$$

Полученное уравнение (1) позволяет учесть влияние температуры, плотности и вязкости на выход процесса.

Результаты и их обсуждение

Производство высоковязкостной нефти и природных битумов можно считать экономически выгодным и целесообразным благодаря применению и разработке эффективных технологий производства нефтепродуктов с высокой рыночной стоимостью и товарных продуктов. Только в этом случае будет возможно покрыть издержки производства тяжелой нефти, которые во много раз превышают издержки производства обычной (легкой нефти). Вопрос заключается не столько в технологии, сколько в финансах: промышленники стремятся к получению легкой сверхприбыли, а предлагаемые технологии в большинстве своем используют дорогостоящие катализаторы и водород. В то же время надо обратить внимания на попытки снизить финансовые вложения путём использования существующих мощностей без их модернизации. Предлагается «удлинить» технологическую цепочку только на одно звено – получение «синтетической» нефти, которую далее можно перерабатывать на том же оборудовании и таким же способом, что и обычную нефть. Этот «блок синтетической нефти» и будет включать в себя все внедрённые технологии. Его строительство не затронет основные производственные линии вплоть до подключения и запуска, что позволит воздержаться от дорогостоящего простоя основного оборудования НПЗ. Все это побуждает ученых всего мира синтезировать более эффективный и стабильный катализатор, получать более дешёвый и более доступный источник водорода (донор), выбирать различные комбинации давления и температуры и модифицировать реакторы. Результаты эксперимента показывают, что перерабатывая нефть по существующим технологиям, возможно получать синтетическое нефть из тяжелой нефти.

Литература

1. Курочкин А.К., Топтыгин С.Л. Безостаточная технология переработки тяжелых российских нефтей на промыслах // Сфера Нефтегаз. – 2011. – № 04. – С. 92–105.
2. Галиуллин Э.А., Фахрутдинов Р.З., Башкирцева Н.Ю., Ганиева Т.Ф. Новые технологии переработки тяжелых нефтей и природных битумов // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 4. – С. 47–50.

References

1. Kurochkin A.K., Topytgin S.L. Non-sufficient technology of the heavy Russian oils processing at oilfields // Sphere Neftegaz. – 2011. – № 04. – P. 92–105.
2. Galiullin E.A., Fakhrutdinov R.Z., Bashkirtseva N.Yu. New technologies of processing of heavy oils and natural bitumens // Bulletin of Technological University. – 2016. – Vol. 19. – № 4. – P. 47–50.

УДК 66.013

ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ БИТУМОВ



OPTIMAL DESIGN OF BITUMEN PRODUCTION PROCESS

Гусейнли Нигяр Джалал кызы
магистрант,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
nikow-97@mail.ru

Юсубов Фахраддин Вали оглы
профессор,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
yusfax@mail.ru

Аннотация. В качестве основных факторов, влияющих на количество, битума (%), выбраны следующие показатели: количество воздуха подаваемого в реактор; температура в реакторе; давление в реакторе. Получена математическая модель процесса получения битума. Оптимальный выходной параметр количество битума оказался равным 4,1 %. А значения параметров получения битума, обеспечивающих оптимальность этого условия, следующие: $X_1 = 3200$ кг/ч, $X_2 = 285$ °C; $X_3 = 1,8$ кг/см².

Ключевые слова: дорожный битум, математическая модель, оптимизация.

Guseinli Nigar Jalal kyzy
Graduate student,
Azerbaijani state oil and industry university

Yusubov Fakhraddin Wali oglu
Professor,
Azerbaijani state oil and industry university

Annotation. The following indicators were selected as the main factors affecting the amount of bitumen (%): the amount of air supplied to the reactor; temperature in the reactor; pressure in the reactor. A mathematical model of the process of obtaining bitumen is obtained. The optimal output parameter was the amount of bitumen equal to 4.1 %. And the values of the parameters for producing bitumen, ensuring the optimality of this condition, are as follows: $X_1 = 3200$ kg/h, $X_2 = 285$ °C; $X_3 = 1,8$ kg / cm².

Keywords: road bitumen, mathematical model, optimization.

В дорожной отрасли потребляется 90 % вязких битумов. Они используются для производства асфальтобетонов (для строительства всех видов усовершенствованных дорожных покрытий и оснований) и гидроизоляции транспортных сооружений. При изготовлении смесей битума с каменным материалом к этому вяжущему предъявляются два основных требования: оно должно хорошо смачивать каменный материал, образуя на нем оптимальную толщину пленки, и прочно прилипать к поверхности минеральных частиц.

При соблюдении этих требований частицы каменного материала будут равномерно покрыты битумной пленкой, а смесь получится однородной и способной при ее уплотнении образовать прочный монолит. Поэтому вязкость битума при образовании смеси и при ее уплотнении должна быть в требуемых пределах. Если вязкость битума больше допустимой, такую смесь трудно уплотнять, если же меньше допустимой, смесь не может уплотняться из-за своей пластичности [1–3].

Исходя из особенностей погодных-климатических условий и механических транспортных нагрузок для надежной работы дорожной битум должен соответствовать определенным требованиям. *Летний период.* Пленка структурированного битума должна быть малодеформативной, а вязкость объемного битума (в межзерновых пустотах) должна быть достаточно высокой. В противном случае в слое покрытия и основания могут появляться пластические деформации в виде волн и колея. В *осенний и весенний периоды* главным разрушающим фактором является вода. Поэтому пленка битума на минеральных частицах должна быть водостойкой, прочной и не отслаиваться водой.

Поскольку в эти периоды несущая способность переувлажненных грунтов под дорожной одеждой снижается, появляются сдвиговые деформации, стремящиеся сместить битумные пленки с поверхности минеральных частиц. При нарушении указанных условий (снижения адгезионной способности битума) в дорожной одежде могут возникнуть микротрещины, и она начнет постепенно разрушаться при воздействии

транспортных нагрузок. Зимой структурированный и объемный битумы покрытий должны обладать достаточной деформативностью (вязкостью), что особенно важно при резком перепаде отрицательных температур (включая циклы перехода через нулевую температуру при оттепелях). Битум должен быть устойчивым к старению, поскольку энергия факторов внешней среды приводит к хрупкости, связанной с потерей им со временем вязкопластических свойств. Старение дорожных битумов зависит от различных факторов: температуры и продолжительности нагрева при их подготовке к использованию; температуры, при которой происходит перемешивание битума с каменными материалами (когда битум находится в пленочном состоянии); свойств каменных материалов и др. Под воздействием комплекса этих факторов изменяются основные физико-механические свойства битумов: повышается вязкость, снижается пластичность и увеличивается хрупкость.

Старение битумов происходит по различным причинам, основными из которых являются: испарение легколетучих углеводородов, содержащихся в масле, при повышении температуры; химическое изменение компонентов битумов, а, следовательно, и его группового состава под действием кислорода воздуха, ультрафиолетовых лучей и др. [4]. В результате воздействия на битум комплекса вышеназванных факторов составные части битумов изменяются: масла переходят в смолы, а смолы в асфальтены и т.д. Процесс превращения смол в асфальтены идет значительно интенсивнее, чем масел в смолы. Накопление асфальтенов приводит к потере битумом пластических свойств и увеличению его хрупкости. Одни и те же битумы стареют с различной интенсивностью в зависимости от условий, в которых они находятся.

При длительном нагреве, особенно при высоких технологических температурах, процесс изменения группового состава битума протекает более интенсивно. К тому же битумы, подвергавшиеся длительному нагреву при высоких температурах, оказываются, как правило, более склонными к старению. Воздействие температуры 160 °С и выше в течение 5 ч и более в значительной степени увеличивает вязкость и уменьшает интервал пластичности битумов [5]. На стабильность битума в асфальтобетонах большое влияние оказывают качество заполнителя, его пористость, минералогический состав, характер поверхности (шероховатость). При заполнителях из высокопрочных и плотных каменных материалов с шероховатой поверхностью зерен битумы меньше подвержены старению, чем в асфальтобетонах с пористыми заполнителями. Способствуют старению битумов минеральные материалы, содержащие оксиды железа и алюминия (Fe_2O_3 и Al_2O_3).

Для торможения старения битумов используют специальные добавки – *анти-старители (ингибиторы)*: соли олеиновой, нафтеновой, стеариновой и других жирных кислот; их массовая доля в битуме составляет 0,05...0,5 %. Замедляют старение регенераты бутилкаучуковых отходов шинной промышленности, которые, помимо стабилизации свойств, способствуют повышению теплоустойчивости битумов и расширяют интервал их пластичности. Массовая доля таких веществ в битумах – 6...10 %. Уменьшают интенсивность старения кумароновая смола (при массовой доле до 10 %), полиэфирные ненасыщенные смолы (3...5 %), а также сера, сульфопиридин, ализарин, гидрохинон, фентиазин (до 0,2 % от массы вяжущего). Замедление старения битума в покрытии может быть достигнуто также применением плотных асфальтобетонных, в которых отсутствует циркуляция воздуха и воды, что замедляет процесс окисления битума, находящегося в тонких слоях. Однако в настоящее время нет общепринятых методов повышения стабильности битумов ввиду непостоянства их состава и свойств. Поэтому как методы, так и вещества, замедляющие старение битумов, подбираются в каждом конкретном случае.

В дорожном покрытии битум стареет быстрее, чем в основании, так как слой основания защищен слоем покрытия от непосредственного воздействия солнечной радиации и кислорода воздуха.

При исследовании и планировании эксперимента процесса коксования в общем виде уравнение регрессии, полученное на основании опытных данных, описывается следующим образом (разделения ряда Тейлора) [6].

$$y = b_0 + \sum_{j=1}^N b_j \cdot x_j + \sum_{\substack{U,j=1 \\ U \neq j}}^N b_{U,j} \cdot x_U \cdot x_j + \sum_{j=1}^N b_{jj} \cdot x_j^2 + \dots \quad (1)$$

где b_0 – свободный член уравнения регрессии; b_j – линейный эффект; b_{jj} – квадратный эффект; $b_{U,j}$ – эффектами парного взаимодействия.

В качестве основных факторов, влияющих на количество битума (%), выбраны следующие показатели: $m(X_1)$ – количество воздуха подаваемого в реактор; $w(X_2)$ – температура в реакторе; $v(X_3)$ – давление в реакторе. Основные уровни для факторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные уровни для факторов

обозначение	m	w	v
факторы	X_1	X_2	X_3
верхний уровень +1	5000	300	3
основной уровень 0	4000	275	2
нижний уровень -1	3000	250	1

Матрица ортогонального центрально-композиционного плана 2-го порядка для 3-х факторов приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Матрица ортогонального центрально-композиционного плана 2-го порядка для 3-х факторов

	1 фактор	2 фактор	3 фактор	m	W	v		m	W	v	mW	mv	Wv	mWv						
				x1	x2	x3		x1	x2	x3	x1*x2	x1*x3	x2*x3	x1*x2*x3	x1'=x11-d	x2'=x22-d	x3'=x33-d	Y1	Yn	
верхний уровень +1	5000	300	3																	
основной 0 уровень	4000	275	2	300	300	3	1	1	1	1	1	1	1	1	0,2697	0,2697	0,2697	3,9	4,0	
нижний уровень -1	3000	250	1	3000	300	3	2	-1	1	1	-1	-1	1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	4,1	3,9	
				5000	250	3	3	1	-1	1	-1	1	-1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	3,8	3,9	
				3000	250	3	4	-1	-1	1	1	-1	-1	1	0,2697	0,2697	0,2697	4,1	4,0	
				5000	300	1	5	1	1	-1	1	-1	-1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	4,2	4,1	
				3000	300	1	6	-1	1	-1	-1	1	-1	1	0,2697	0,2697	0,2697	4,1	4,2	
				5000	250	1	7	1	-1	-1	-1	-1	1	1	0,2697	0,2697	0,2697	3,9	4,2	
				3000	250	1	8	-1	-1	-1	1	1	1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	4,20	4,3	
				6077	275	2	9	1,2154	0	0	0	0	0	0	0,7468972	-0,7303	-0,7303	4,3	4,0	
				2353,8	275	2	10	-1,215	0	0	0	0	0	0	0,7468972	-0,7303	-0,7303	4,1	4,1	
				4000	364,62	2	11	0	1,2154	0	0	0	0	0	-0,7303	0,7468972	-0,7303	4	4,0	
				4000	196,15	2	12	0	-1,215	0	0	0	0	0	-0,7303	0,7468972	-0,7303	3,9	4,1	
				4000	275	3,646	13	0	0	1,2154	0	0	0	0	-0,7303	-0,7303	0,74689716	3,8	3,9	
				4000	275	0,785	14	0	0	-1,215	0	0	0	0	-0,7303	-0,7303	0,74689716	4,1	4,2	
				4000	275	2	15	0	0	0	0	0	0	0	-0,7303	-0,7303	-0,7303	4,2	4,1	

Получена математическая модель процесса получения битума:

$$Y = 4,043 - 0,042 \cdot X_1 + 0,038 \cdot X_2 - 0,079 \cdot X_3 + 0,063 \cdot X_1 \cdot X_2 + 0,095 \cdot X_1^2 - 0,074 \cdot X_2^2 - 0,074 \cdot X_3^2. \quad (2)$$

Оптимальный выходной параметр количество битума оказался равным $Y = 4,1$ %. А значения параметров коксования, обеспечивающих оптимальность этого условия, следующие:

$$X_1 = 3200 \text{ кг/ч}, X_2 = 285 \text{ }^\circ\text{C}; X_3 = 1,8 \text{ кг/см}^2.$$

Опыты, проведённые при найденных оптимальных режимных условиях, полностью подтвердили достоверность полученных результатов в промышленных условиях.

Литература

1. БИТУМЫ // Большая российская энциклопедия. Электронная версия (2016) (дата обращения: 27.10.2018).
2. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск : ЯФ СО РАН, 2003. – 160 с.
3. Гуреев А.А. [и др.]. Производство нефтяных битумов. – М., 2007. – 103 с.
4. Руденская И.М., Руденский А.В. Реологические свойства битумов. – М., Высшая школа, 1967. – 118 с.
5. Усов Б.А., Горбунова Т.Н. Современные технологии производства дорожных битумов // Системные технологии. – 2017. – № 22. – С. 67–72.
6. Налимов В.В., Чернова И.А. Статистические методы планирования экстремальных эксперимента. – М. : Наука, 1965. – 350 с.

Reference

1. BITUM // Big Russian Encyclopedia. Electronic version (2016) (date of address: 27.10.2018).
2. Kashirtsev V.A. Organic geochemistry of the eastern Siberian platform naphthae. – Yakutsk : IAP SB RAS, 2003. – 160 p.
3. Gureev A.A. [et al.]. Production of oil bitumen. – M., 2007. – 103 p.
4. Rudenskaya I.M., Rudensky A.V. Rheological properties of bitumen. – M., Higher School, 1967. – 118 p.
5. Usov B.A., Gorbunova T.N. Modern Technologies of Production of Road Bitumen // System Technologies. – 2017. – № 22. – P. 67–72.
6. Nalimov V.V., Chernova I.A. Statistical methods of the extreme experiment planning. – M. : Nauka, 1965. – 350 p.

УДК 62

**АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ
ДВУХМАССОВОЙ УПРУГОЙ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
БЕЗ УЧЕТА ВЛИЯНИЯ ИНДУКТИВНОСТИ ЯКОРНОЙ ЦЕПИ ДВИГАТЕЛЯ**



**ANALYSIS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION
OF A TWO-MASS ELASTIC ELECTROMECHANICAL SYSTEM
WITHOUT TAKING INTO ACCOUNT THE INFLUENCE OF INDUCTION
OF AN ANCHOR ENGINE CHAIN**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Енокян Левон Эдуардович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Асланова Диана Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Переходная характеристика двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя обычно имеет колебательный вид. Определены области существования аperiodических переходных процессов в двухмассовой упругой электромеханической системе без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя. Найдена область монотонных переходных характеристик в двухмассовой упругой электромеханической системе без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя при комплексных корнях ее характеристического уравнения.

Ключевые слова: характеристическое уравнение, корни характеристического уравнения, двухмассовая упругая электромеханическая система без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Enokyan Levon Eduardovich

Student,
Kuban state technological university

Aslanova Diana Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transition characteristic of a two-mass elastic electromechanical system without taking into account the influence of induction of an anchor engine chain usually has an oscillatory form. The areas of existence of aperiodic transients in a two-mass elastic electromechanical system without taking into account the influence of induction of an anchor engine chain. The areas of monotonic transient characteristics is found in a two-mass elastic electromechanical system without taking into account the influence of induction of an anchor engine chain with the complex roots of its characteristic equation.

Keywords: characteristic equation, roots of the characteristic equation, two-mass elastic electromechanical system without taking into account the influence of the inductance of an anchor engine chain.

Математическая модель двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя описывается системой уравнений:

$$\begin{cases} U = C_e \omega_1 + R_{я} I_{я}; \\ C_M I_{я} = M_y + J_1 \omega_1^{(1)}; \\ M_y^{(1)} = C_y \cdot (\omega_1 - \omega_2); \\ M_y = M_{co} + J_2 \omega_2^{(1)}, \end{cases}$$

где U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя; ω_1 – угловая скорость исполнительного органа двигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$; $I_{я}$ – ток якорной цепи электродвигателя, А; M_y – упругий момент (момент в валопроводе), Н · м; ω_2 – угловая скорость исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$; M_{co} – момент сопротивления

электропривода, $H \cdot м$; C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью исполнительного органа электродвигателя и его ЭДС, $\frac{В \cdot с}{рад}$; $R_{я}$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом; C_M – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, $В \cdot с$; J_1 – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, $кг \cdot м^2$; C_y – жесткость вала-провода, $\frac{Н \cdot м}{рад}$; J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, $кг \cdot м^2$.

Передаточная функция двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя по каналу управления имеет вид:

$$\frac{W_2(p)}{U(p)} = \frac{1}{C_e} \cdot \frac{1}{\frac{R_{я}J_1J_2}{C_e C_M C_y} \cdot p^3 + \frac{J_2}{C_y} \cdot p^2 + \frac{R_{я}(J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot p + 1}$$

Представим передаточную функцию двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя по каналу управления в виде:

$$\frac{W_2(p)}{U(p)} = \frac{1}{C_e} \cdot \frac{1}{(T_2^2 p^2 + T_1 p + 1) \cdot (T_3 p + 1)},$$

где $T_1 \div T_3$ – постоянные времени передаточной функции.

При $T_1 < 2 \cdot T_2$ корни характеристического уравнения имеет вид:

$$p_{1,2} = -\alpha \pm j\Omega; p_3 = -\frac{1}{T_3},$$

$$\text{где } \alpha = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{T_2^2}; \Omega = \frac{\sqrt{4T_2^2 - T_1^2}}{2T_2^2}.$$

Если $T_3 = \frac{1}{\alpha}$, то

$$T_3 = 2 \cdot \frac{T_2^2}{T_1}.$$

При этом справедлива система уравнений:

$$\begin{cases} \frac{R_{я}J_1J_2}{C_e C_M C_y} = 2 \cdot \frac{T_2^4}{T_1}; \\ \frac{J_2}{C_y} = 3 \cdot T_2^2; \\ \frac{R_{я}(J_1 + J_2)}{C_e C_M} = T_1 + 2 \cdot \frac{T_2^2}{T_1}. \end{cases}$$

Из системы следует, что:

$$T_1 = \frac{R_{я}(J_2 - 2 \cdot J_1)}{C_e C_M};$$

$$T_2 = \frac{R_{я}}{C_e C_M} \cdot \sqrt{\frac{3}{2} \cdot J_1 \cdot (J_2 - 2 \cdot J_1)};$$

$$T_3 = 3 \cdot \frac{R_{я}J_1}{C_e C_M}.$$

$$C_y = \frac{2}{9} \cdot \frac{C_e C_M}{R_{я}J_1} \cdot \frac{C_e C_M}{R_{я}(J_2 - 2 \cdot J_1)} \cdot J_2.$$

При этом должно выполняться условие:

$$J_1 < \frac{1}{2} \cdot J_2.$$

Выполним первую серию численного эксперимента.

Если $J_1 = \frac{15}{32} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{1}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3\sqrt{5}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{45}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{135} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{7}{16} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{1}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{\sqrt{21}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{21}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{256}{63} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{13}{32} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{3}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3\sqrt{13}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{39}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{351} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{3}{8} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{1}{4} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{9}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{64}{27} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{11}{32} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{5}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{\sqrt{165}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{33}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{495} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{5}{16} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{3}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3\sqrt{5}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{15}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{256}{135} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{9}{32} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{7}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3\sqrt{21}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{27}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{567} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{1}{4} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{\sqrt{3}}{4} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{3}{4} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{16}{9} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{7}{32} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{9}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3\sqrt{21}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{21}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{567} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{3}{16} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{5}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3\sqrt{5}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{9}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{256}{135} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{5}{32} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{11}{16} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{\sqrt{165}}{32} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{15}{32} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{495} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{1}{8} \cdot J_2$, то:

$$T_1 = \frac{3}{4} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{3}{8} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{3}{8} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{64}{27} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

При $T_1 = 2 \cdot T_2$ передаточная функция двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя по каналу управления представлена в виде:

$$\frac{W_2(p)}{U(p)} = \frac{1}{C_e} \cdot \frac{1}{\left(\frac{1}{2} T_1 p + 1\right)^2 \cdot (T_3 p + 1)}.$$

При этом корни характеристического уравнения имеют вид:

$$p_{1,2} = -\frac{2}{T_1}; p_3 = -\frac{1}{T_3}.$$

Тогда справедлива система уравнений:

$$\begin{cases} \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} = \frac{1}{4} T_1^2 T_3; \\ \frac{J_2}{C_y} = \frac{1}{4} T_1^2 + T_1 T_3; \\ \frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{C_e C_M} = T_1 + T_3. \end{cases}$$

Из системы следует, что:

$$T_1 = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{я} (4 \cdot J_1 + J_2)}{C_e C_M} \pm \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{я} \cdot \sqrt{J_2^2 - 8 \cdot J_1 \cdot J_2}}{C_e C_M};$$

$$T_3 = \frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - T_1;$$

$$C_y = \frac{J_2}{T_1} \cdot \frac{1}{\frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - \frac{3}{4} T_1}.$$

При этом должно выполняться условие:

$$J_1 < \frac{1}{8} \cdot J_2.$$

При $J_1 = \frac{1}{8} \cdot J_2$:

$$T_1 = \frac{3}{4} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_2 = T_3 = \frac{3}{8} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{64}{27} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Выполним вторую серию численного эксперимента.

Если $J_1 = \frac{3}{32} \cdot J_2$, то:

вариант 1

$$T_1 = \frac{15}{16} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{15}{32} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{5}{32} \cdot \frac{R_{я} J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{375} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2};$$

вариант 2

$$T_1 = \frac{7}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{7}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{21}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y = \frac{1024}{343} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{1}{16} \cdot J_2$, то:

вариант 1

$$T_1 = \frac{5 + 2\sqrt{2}}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{5 + 2\sqrt{2}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{7 - 4\sqrt{2}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M};$$

$$C_y = \frac{256 \cdot (71 - 8\sqrt{2})}{4913} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2};$$

вариант 2

$$T_1 = \frac{5 - 2\sqrt{2}}{8} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{5 - 2\sqrt{2}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{7 + 4\sqrt{2}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M};$$

$$C_y = \frac{256 \cdot (71 + 8\sqrt{2})}{4913} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{1}{32} \cdot J_2$, то:

вариант 1

$$T_1 = \frac{9 + 4\sqrt{3}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{9 + 4\sqrt{3}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{15 - 8\sqrt{3}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M};$$

$$C_y = \frac{1024 \cdot (69 - 16\sqrt{3})}{11979} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2};$$

вариант 2

$$T_1 = \frac{9 - 4\sqrt{3}}{16} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{9 - 4\sqrt{3}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{15 + 8\sqrt{3}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M};$$

$$C_y = \frac{1024 \cdot (69 + 16\sqrt{3})}{11979} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 = \frac{1}{64} \cdot J_2$, то:

вариант 1

$$T_1 = \frac{17 + 4\sqrt{14}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{17 + 4\sqrt{14}}{64} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{31 - 8\sqrt{14}}{64} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M};$$

$$C_y = \frac{4096 \cdot (671 - 112\sqrt{14})}{274625} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2};$$

вариант 2

$$T_1 = \frac{17 - 4\sqrt{14}}{32} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 = \frac{17 - 4\sqrt{14}}{64} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 = \frac{31 + 8\sqrt{14}}{64} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M};$$

$$C_y = \frac{4096 \cdot (671 + 112\sqrt{14})}{274625} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2}.$$

Если $J_1 \rightarrow 0$, то:

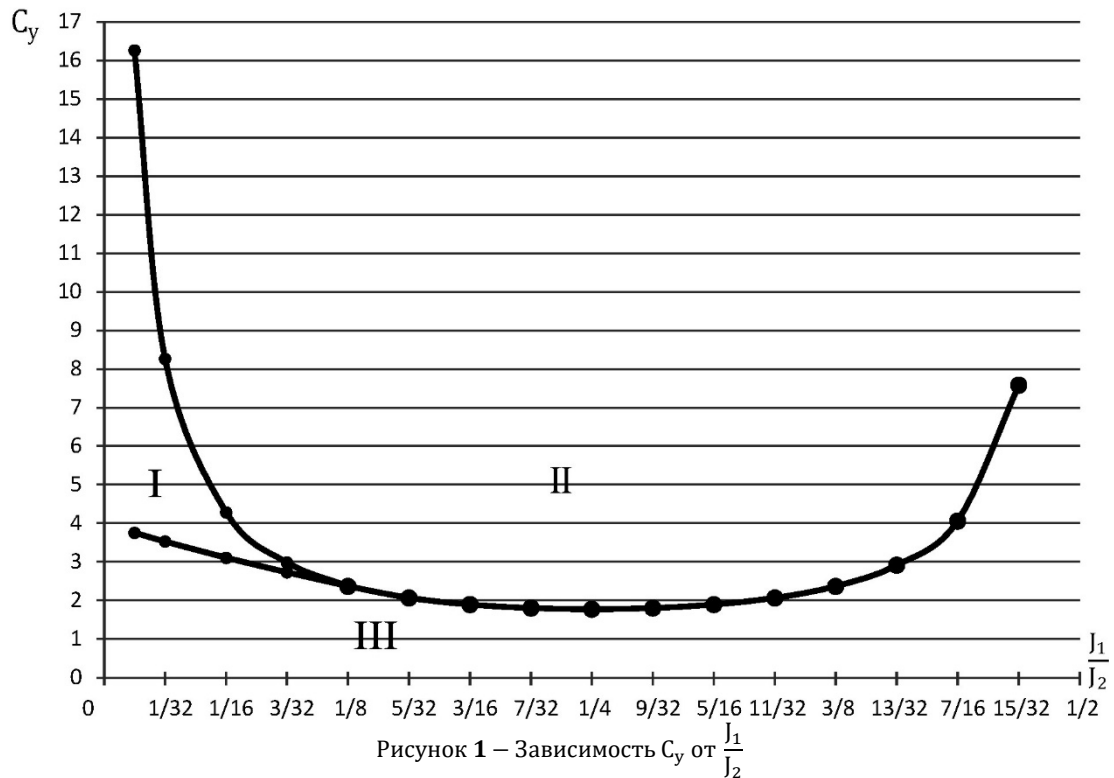
вариант 1

$$T_1 \rightarrow \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_2 \rightarrow \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; T_3 \rightarrow 0; C_y \rightarrow 4 \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_2};$$

вариант 2

$$T_1 \rightarrow 0; T_2 \rightarrow 0; T_3 \rightarrow \frac{R_{я}J_2}{C_e C_M}; C_y \rightarrow \infty.$$

По результатам численных экспериментов на рисунке 1 представлены три области качественно различного распределения корней характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя. В области I – аperiodические процессы; в области II – монотонные переходные процессы; в области III – колебательные переходные процессы.



Выводы

Двухмассовая упругая электромеханическая система без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя описывается системой уравнений третьего порядка. Корни характеристического уравнения имеют четыре расклада: три разных по величине корня; два равных по величине и один не равный двум первым; три равных корня; пара комплексных корней и один действительный. В первых трех случаях переходные характеристики монотонные. В четвертом случае переходные процессы могут иметь как монотонный, так и колебательный переходные процессы.

Определены условия, при которых двухмассовая упругая электромеханическая система без учета влияния индуктивности якорной цепи двигателя имеет конкретный переходный процесс.

УДК 62

ФОРМИРОВАНИЕ МОНОТОННЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМ ТРЕТЬЕГО ПОРЯДКА С ПАРОЙ КОМПЛЕКСНЫХ КОРНЕЙ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ



FORMATION OF MONOTONE TRANSITION CHARACTERISTICS OF THIRDDORDER SYSTEMS WITH A PAIR OF COMPLEX ROOTS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Енокян Левон Эдуардович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Переходная характеристика системы второго порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения всегда имеет перерегулирование. Для устранения перерегулирования переходной характеристики системы второго порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения на ее вход установлен фильтр. Разработан алгоритм для определения постоянной времени фильтра, при которой переходная характеристика системы третьего порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения имеет монотонный вид.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы второго порядка, характеристическое уравнение системы третьего порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Enokyan Levon Eduardovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transition characteristic of a second order system with a pair of complex roots of the characteristic equation always has overshoot. To eliminate the overshoot of the transition characteristic of a second order system with a pair of complex roots of the characteristic equation, a filter is installed at its input. An algorithm has been developed for determining the filter time constant, in which the transition characteristic of a third order system with a pair of complex roots of the characteristic equation has a monotonic form.

Keywords: transition characteristic, characteristic equation of a secondorder system, characteristic equation of a thirdorder system, roots of the characteristic equation.

Передаточная функция систем второго порядка имеет вид:

$$W_{20}(p) = \frac{1}{\tau_2^2 p^2 + \tau_1 p + 1},$$

где τ_1 и τ_2 – постоянные времени передаточной функции второго порядка, с.

Корни характеристического уравнения систем второго порядка:

$$p_{1;2} = -\frac{1}{2} \cdot \frac{\tau_1}{\tau_2} \pm \frac{\sqrt{\tau_1^2 - 4\tau_2^2}}{2\tau_2}.$$

Если выполняется условие $\tau_1 < 2\tau_2$, то характеристическое уравнение системы второго порядка имеет пару комплексных корней. При этом переходная характеристика системы второго порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения и ее первая производная имеют вид:

$$h_{20}(t) = A \cdot e^{-\alpha t} \cdot \sin \Omega t + B \cdot e^{-\alpha t} \cdot \cos \Omega t + C;$$

$$h_{20}^{(1)}(t) = (-\alpha A - \Omega B) \cdot e^{-\alpha t} \cdot \sin \Omega t + (\Omega A - \alpha B) \cdot e^{-\alpha t} \cdot \cos \Omega t,$$

где $\alpha = \frac{1}{2} \cdot \frac{\tau_1}{\tau_2}$; $\Omega = \frac{\sqrt{4\tau_2^2 - \tau_1^2}}{2\tau_2}$; $A = -\frac{\alpha}{\Omega}$; $B = -1$; $C = 1$.

При этом:

$$h_{20\max} = e^{-\frac{\alpha}{\Omega}\pi} + 1.$$

Проведем первый численный эксперимент.

Если $\tau_2 = 0,75 \tau_1$, то:

$$h_{20}(t) = -\frac{2\sqrt{5}}{5} \cdot e^{-\frac{8}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{4\sqrt{5}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - e^{-\frac{8}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{4\sqrt{5}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + 1.$$

$$h_{20\max} = 1,060209454.$$

Если $\tau_2 = \tau_1$, то:

$$h_{20}(t) = -\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{1}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - e^{-\frac{1}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + 1.$$

$$h_{20\max} = 1,163033534.$$

Если $\tau_2 = 1,25 \tau_1$, то:

$$h_{20}(t) = -\frac{2\sqrt{21}}{21} \cdot e^{-\frac{8}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{4\sqrt{21}}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - e^{-\frac{8}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{4\sqrt{21}}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + 1.$$

$$h_{20\max} = 1,253826722.$$

Если $\tau_2 = 1,5 \tau_1$, то:

$$h_{20}(t) = -\frac{\sqrt{2}}{4} \cdot e^{-\frac{2}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{4\sqrt{2}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - e^{-\frac{2}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{4\sqrt{2}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + 1.$$

$$h_{20\max} = 1,329321522.$$

Если $\tau_2 = 1,75 \tau_1$, то:

$$h_{20}(t) = -\frac{2\sqrt{5}}{15} \cdot e^{-\frac{8}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{12\sqrt{5}}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - e^{-\frac{8}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{12\sqrt{5}}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + 1.$$

$$h_{20\max} = 1,391941783.$$

Если $\tau_2 = 2\tau_1$, то:

$$h_{20}(t) = -\frac{\sqrt{15}}{15} \cdot e^{-\frac{1}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{\sqrt{15}}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - e^{-\frac{1}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{\sqrt{15}}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + 1.$$

$$h_{20\max} = 1,444344225.$$

Численный эксперимент показывает, что переходная характеристика системы второго порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения при выполнении условия $\tau_1 < 2\tau_2$ всегда имеет перерегулирование. Величина перерегулирования тем больше, чем τ_2 больше τ_1 .

Предлагается, для устранения перерегулирования переходной характеристики системы второго порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения, на входе системы поставить фильтр (апериодическое звено).

В 1876 году Вышнеградский И.А. доказал, что переходная характеристика системы третьего порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения имеет монотонный вид, если выполняется условие: $\tau = \frac{1}{\alpha}$.

$$W_{30}(p) = \frac{1}{(\tau p + 1) \cdot (\tau_2^2 p^2 + \tau_1 p + 1)};$$

$$W_{30}(p) = \frac{1}{\tau_2^2 \tau p^3 + (\tau_2^2 + \tau_1 \tau) p^2 + (\tau_1 + \tau) p + 1}.$$

Если $\tau_1 < 2\tau_2$, то:

$$p_{1,2} = -\alpha \pm j\Omega; p_3 = -\frac{1}{\tau}$$

При выполнении условий $\tau_1 < 2\tau_2$ и $\tau = \frac{1}{\alpha}$ переходная характеристика системы третьего порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения и ее первая производная имеют вид:

$$h_{30}(t) = A \cdot e^{-\alpha t} \cdot \sin \Omega t + B \cdot e^{-\alpha t} \cdot \cos \Omega t + C \cdot e^{-\alpha t} + D;$$

$$h_{30}^{(1)}(t) = (-\alpha A - \Omega B) \cdot e^{-\alpha t} \cdot \sin \Omega t + (\Omega A - \alpha B) \cdot e^{-\alpha t} \cdot \cos \Omega t - \alpha C \cdot e^{-\alpha t},$$

$$\text{где } \alpha = \frac{1}{2} \cdot \frac{\tau_1}{\tau_2^2}; \Omega = \frac{\sqrt{4\tau_2^2 - \tau_1^2}}{2\tau_2^2}; A = -\frac{\alpha}{\Omega}; B = \frac{\alpha^2}{\Omega^2}; C = -\frac{\alpha^2 + \Omega^2}{\Omega^2}; D = 1.$$

Проведем второй численный эксперимент.

Если $\tau_2 = 0,75\tau_1$ и $\tau = 1,125\tau_1$, то:

$$h_{30}(t) = -\frac{2\sqrt{5}}{5} \cdot e^{-\frac{8}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{4\sqrt{5}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + \frac{4}{5} \cdot e^{-\frac{8}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{4\sqrt{5}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - \frac{9}{5} \cdot e^{-\frac{8}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} + 1.$$

Если $\tau_2 = \tau_1$ и $\tau = 2\tau_1$, то:

$$h_{30}(t) = -\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{1}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + \frac{1}{3} \cdot e^{-\frac{1}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - \frac{4}{3} \cdot e^{-\frac{1}{2} \cdot \frac{t}{\tau_1}} + 1.$$

Если $\tau_2 = 1,25\tau_1$ и $\tau = 3,125\tau_1$, то:

$$h_{30}(t) = -\frac{2\sqrt{21}}{21} \cdot e^{-\frac{8}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{4\sqrt{21}}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + \frac{4}{21} \cdot e^{-\frac{8}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{4\sqrt{21}}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - \frac{25}{21} \cdot e^{-\frac{8}{25} \cdot \frac{t}{\tau_1}} + 1.$$

Если $\tau_2 = 1,5\tau_1$ и $\tau = 4,5\tau_1$, то:

$$h_{30}(t) = -\frac{\sqrt{2}}{4} \cdot e^{-\frac{2}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{4\sqrt{2}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + \frac{1}{8} \cdot e^{-\frac{2}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{4\sqrt{2}}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - \frac{9}{8} \cdot e^{-\frac{2}{9} \cdot \frac{t}{\tau_1}} + 1.$$

Если $\tau_2 = 1,75\tau_1$ и $\tau = 6,125\tau_1$, то:

$$h_{30}(t) = -\frac{2\sqrt{5}}{15} \cdot e^{-\frac{8}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{12\sqrt{5}}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + \frac{4}{45} \cdot e^{-\frac{8}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{12\sqrt{5}}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - \frac{49}{45} \cdot e^{-\frac{8}{49} \cdot \frac{t}{\tau_1}} + 1.$$

Если $\tau_2 = 2\tau_1$ и $\tau = 8\tau_1$, то:

$$h_{30}(t) = -\frac{\sqrt{15}}{15} \cdot e^{-\frac{1}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \sin\left(\frac{\sqrt{15}}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) + \frac{1}{15} \cdot e^{-\frac{1}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}} \cdot \cos\left(\frac{\sqrt{15}}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}\right) - \frac{16}{15} \cdot e^{-\frac{1}{8} \cdot \frac{t}{\tau_1}} + 1.$$

По результатам численных экспериментов на рисунках 1–6 построены переходные характеристики систем второго ($\tau = 0$) и третьего порядков с парой комплексных корней характеристического уравнения.

Выводы

Для устранения перерегулирования в системе второго порядка с парой комплексных корней характеристического уравнения предлагается установить на ее входе апериодическое звено.

Предлагается алгоритм для определения минимального значения постоянной времени апериодического звена, обеспечивающей монотонный вид переходной характеристики системы третьего порядка с парой комплексных корней.

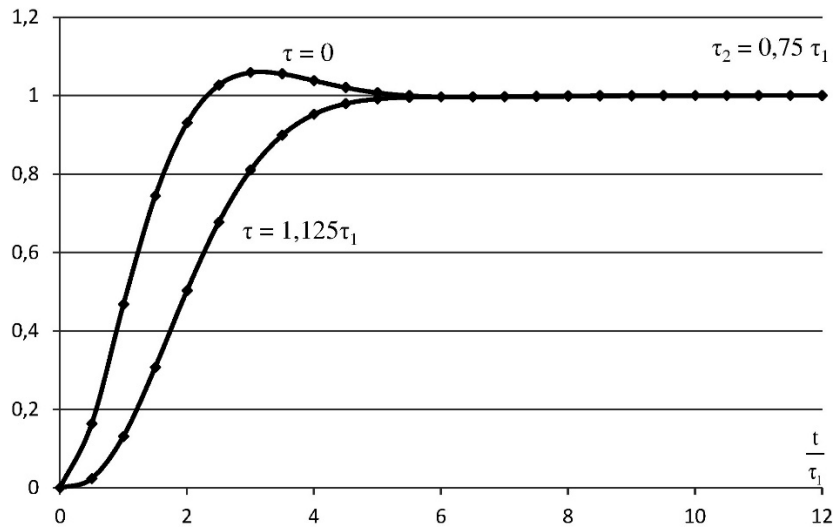


Рисунок 1 – Зависимость h_{30} от $\frac{t}{\tau_1}$ при различных τ

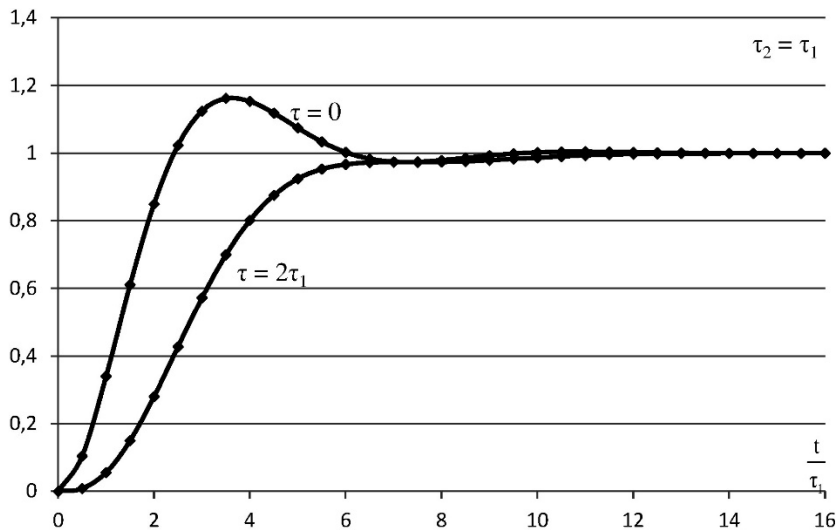


Рисунок 2 – Зависимость h_{30} от $\frac{t}{\tau_1}$ при различных τ

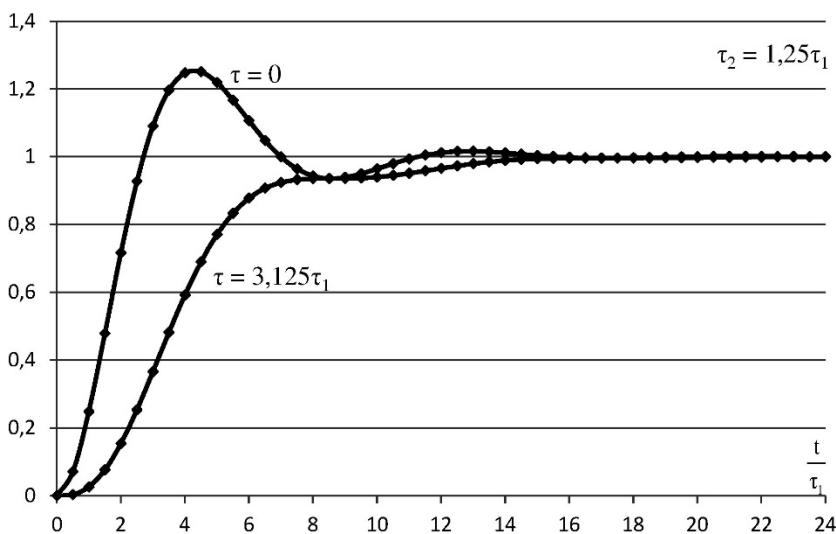


Рисунок 3 – Зависимость h_{30} от $\frac{t}{\tau_1}$ при различных τ

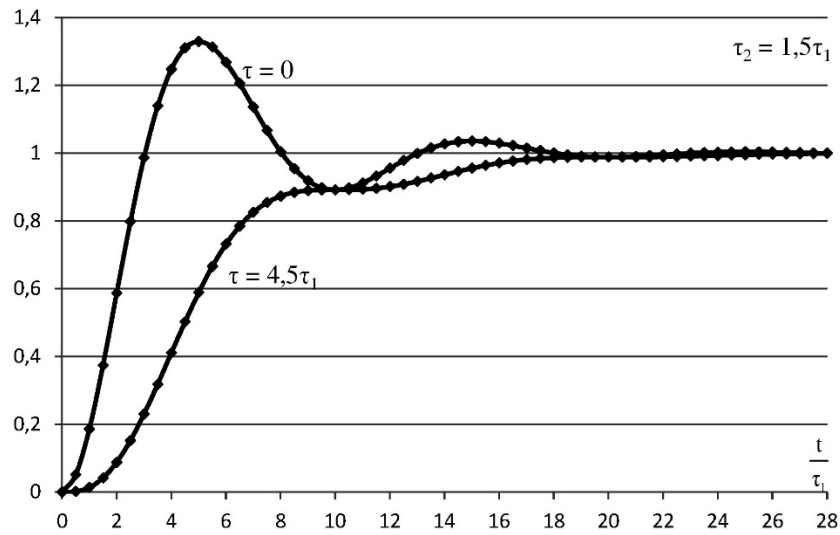


Рисунок 4 – Зависимость h_{30} от $\frac{t}{\tau_1}$ при различных τ

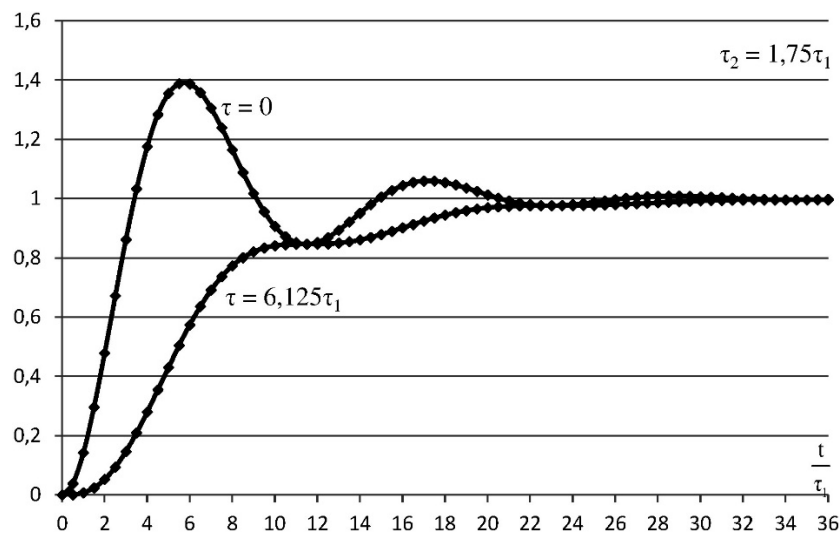


Рисунок 5 – Зависимость h_{30} от $\frac{t}{\tau_1}$ при различных τ

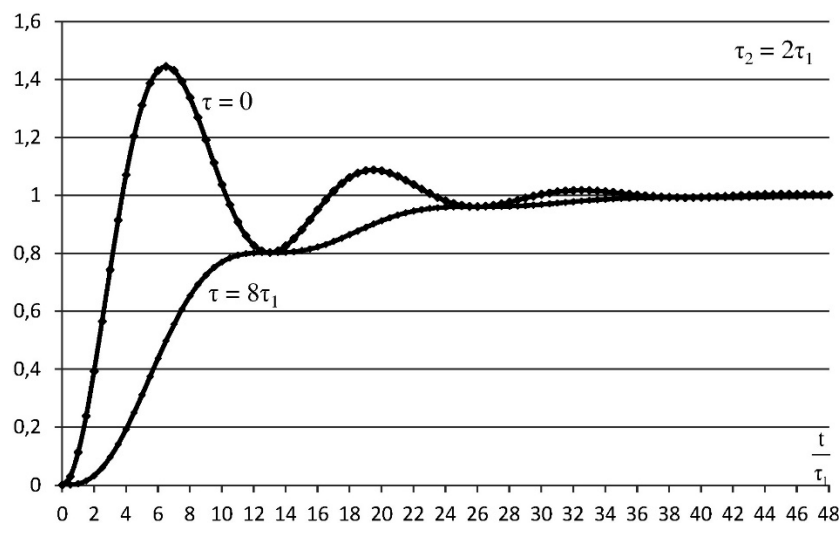


Рисунок 6 – Зависимость h_{30} от $\frac{t}{\tau_1}$ при различных τ

62.83.52:62.503.56

**БЛИЗКАЯ К ОПТИМАЛЬНОЙ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА
ДЛЯ БОЛЬШИХ ИЗМЕНЕНИЙ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ
ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА
ПОСТОЯННОГО ТОКА**



**CLOSE TO OPTIMUM OPTIMUM DIAGRAM FOR LARGE CHANGES
OF ANGULAR SPEED OF THE EXECUTIVE BODY OF A PRECISION
DC ELECTRIC DRIVE**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Овсиенко Виктория Александровна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
alexandrovnav32@mail.ru

Аннотация. Для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода разработана пятиэтапная близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма. Получен алгоритм, позволяющий определить длительности этапов пятиэтапной близкой к оптимальной по быстродействию диаграммы для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода.

Ключевые слова: пятиэтапная близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма, большие изменения угловой скорости, исполнительный орган прецизионного электропривода.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Ovsienko Victoria Alexandrovna

Student,
Kuban state technological university

Annotation. For large changes in the angular velocity of the executive body of a precision electric drive, a five-stage diagram is developed that is close to the optimal in speed. An algorithm is obtained that allows one to determine the duration of the five-stage stages close to the optimal speed diagram for large changes in the angular velocity of the actuator of a precision electric drive.

Keywords: five-stage diagram, close to optimal in speed, large changes in angular velocity, executive body of a precision electric drive.

На рисунке 1 и 2 представлена близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока, состоящая из пяти этапов.

В момент времени t_1 напряжение, приложенное к якорной цепи прецизионного электропривода, достигает максимально допустимого значения $U_{дон}$; в момент времени $(2t_1 + t_2 + t_3)$ напряжение, приложенное к якорной цепи прецизионного электропривода, достигает максимально допустимого значения со знаком «минус» $-U_{дон}$. В момент времени t_1 первая производная тока якорной цепи прецизионного электропривода достигает максимального значения $I_{Я\max}^{(1)}$; в момент времени $(2t_1 + t_2 + t_3)$ первая производная тока якорной цепи прецизионного электропривода равна минимальному значению $I_{Я\max}^{(1)}$. На первом и втором этапах ток якорной цепи прецизионного электропривода увеличивается от значения, равного 0, до максимально допустимого значения $I_{дон}$, а на четвертом и пятом этапах – уменьшается от максимально допустимого значения до значения, равного 0. В момент времени $t = 0$ угловая скорость исполнительного органа прецизионного электропривода равна начальному значению $\omega_{нач}$, а в момент времени $(2t_1 + t_2 + 2t_3)$ равна конечному значению $\omega_{кон}$. На первом и втором этапах первая производная угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода увеличивается от нуля

до максимального значения $\omega_{\max}^{(1)}$, а на четвертом и пятом этапах уменьшается от максимального значения $\omega_{\max}^{(1)}$ до нуля. В момент времени t_1 вторая производная угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода достигает максимального значения $\omega_{\max}^{(2)}$; в момент времени $(2t_1 + t_2 + t_3)$ вторая производная угловой скорости исполнительного органа электропривода равна минимальному значению $\omega_{\max}^{(2)}$. На первом этапе третья производная угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода равна максимальному значению $\omega_{\max}^{(3)}$, на втором этапе третья производная угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода равна максимальному значению со знаком «минус» $-\omega_{\max}^{(3)}$, на четвертом этапе третья производная угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода равна максимальному значению со знаком «минус» со «звездочкой» $-\omega_{\max}^{(3)*}$, на пятом этапе третья производная угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода равна максимальному значению со «звездочкой» $\omega_{\max}^{(3)*}$.

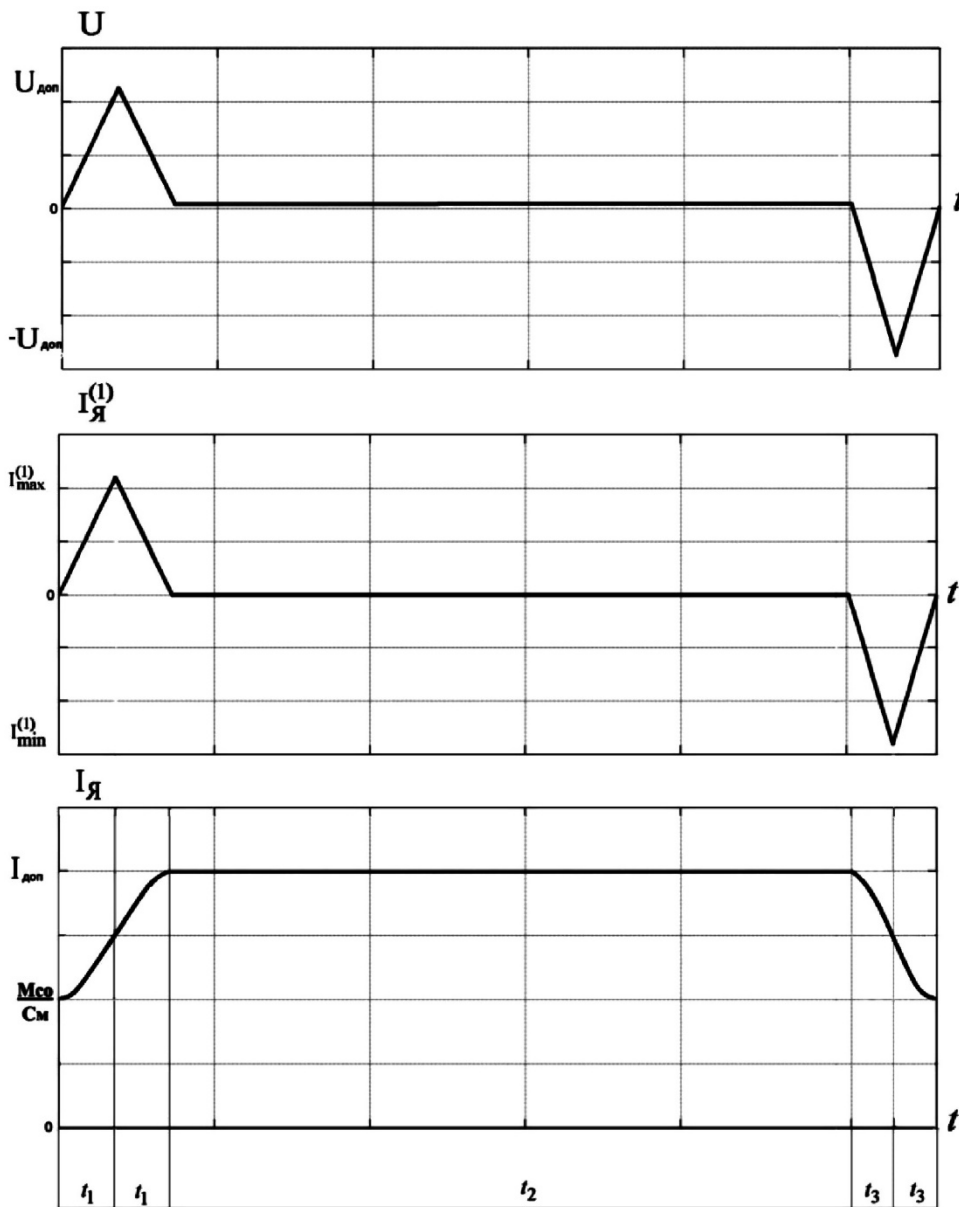


Рисунок 1 – Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока (электрические координаты)

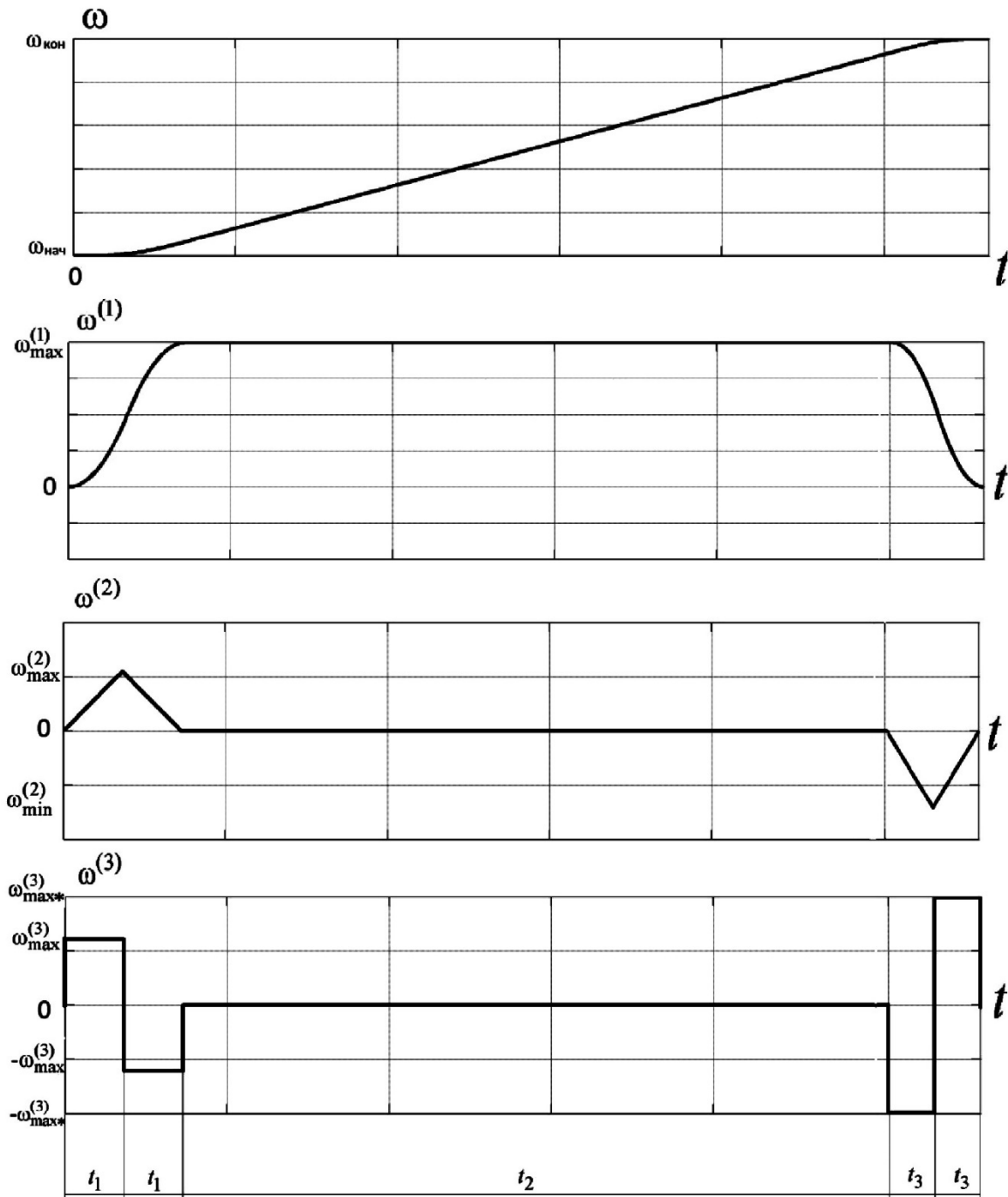


Рисунок 2 – Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока (механические координаты)

Для вышеуказанных диаграмм справедливы соотношения:

$$\omega_{max}^{(1)} = \frac{C_M I_{дон} - M_{CO}}{J};$$

$$t_1 = \frac{3}{2} \cdot \left[\frac{2}{\omega_{max}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{дон}}{C_e} - \omega_{нач} - \frac{R_J M_{CO}}{C_e C_M} \right) - \frac{R_J J}{C_e C_M} \right] \pm$$

$$\pm \sqrt{\frac{9}{4} \left[\frac{2}{\omega_{max}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{дон}}{C_e} - \omega_{нач} - \frac{R_J M_{CO}}{C_e C_M} \right) - \frac{R_J J}{C_e C_M} \right]^2 - 6 \cdot \frac{L_J J}{C_e C_M}};$$

$$\omega_{\max}^{(3)} = \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{t_1^2};$$

$$\omega_1 = \omega_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(1)} \cdot t_1;$$

$$\omega_2 = \omega_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(1)} \cdot t_1;$$

$$t_3 = 3 \cdot \left[\frac{1}{\omega_{\max}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{дон}}}{C_e} + \omega_{\text{кон}} + \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) + \frac{1}{2} \frac{R_{\text{Я}} J}{C_e C_M} \right] \pm$$

$$\pm \sqrt{9 \cdot \left[\frac{1}{\omega_{\max}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{дон}}}{C_e} + \omega_{\text{кон}} + \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) + \frac{1}{2} \frac{R_{\text{Я}} J}{C_e C_M} \right]^2 - 6 \cdot \frac{L_{\text{Я}} J}{C_e C_M}};$$

$$\omega_{\max}^{(3)*} = \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{t_3^2};$$

$$\omega_4 = \omega_{\text{кон}} - \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(1)} \cdot t_3;$$

$$\omega_3 = \omega_{\text{кон}} - \omega_{\max}^{(1)} \cdot t_3;$$

$$t_2 = \frac{(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}})}{\omega_{\max}^{(1)}} \cdot t_1 - t_3;$$

$$T_{\text{ц}} = 2t_1 + t_2 + 2t_3;$$

$$I_{\max}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(3)} \cdot t_1;$$

$$I_{\min}^{(1)} = -\frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(3)*} \cdot t_3.$$

Если $t_2 = 0$, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{сп}}$, где $\omega_{\text{сп}}$ – граничное значение угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода.

Тогда:

$$t_3 = -\frac{3}{5} \left[\frac{1}{\omega_{\max}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{дон}}}{C_e} + \omega_{\text{нач}} + \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) + t_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\text{Я}} J}{C_e C_M} \right] \pm$$

$$\pm \sqrt{\frac{9}{25} \left[\frac{1}{\omega_{\max}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{дон}}}{C_e} + \omega_{\text{нач}} + \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) + t_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\text{Я}} J}{C_e C_M} \right]^2 + \frac{6}{5} \cdot \frac{L_{\text{Я}} J}{C_e C_M}};$$

$$\omega_{\min}^{(2)} = -\frac{\omega_{\max}^{(1)}}{t_1};$$

$$\omega_{\max}^{(3)} = \frac{\omega_{\max}^{(1)}}{t_1^2};$$

$$\omega_{\text{сп}} = \omega_{\max}^{(1)} \cdot (t_1 + t_3).$$

В статье рассматривается электропривод, имеющие следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; R_{\text{я}} = 5 \text{ Ом}; L_{\text{я}} = 0,1 \text{ Гн};$$

$$J = 0,125 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; U_{\text{дон}} = 250 \text{ В}; I_{\text{дон}} = 8 \text{ А}; \omega_{\text{дон}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$$

где C_e – 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; C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с; J – момент инерции электропривода, кг·м².

Момент сопротивления электропривода $M_{co} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}$.

На рисунках 1 и 2 представлена близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока, на которой угловая скорость исполнительного органа электропривода изменяется на $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = 1 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$ за время $T_{\text{ц}} = 0,02824059 \text{ с}$.

Остальные параметры диаграммы:

$$t_1 = 0,00181831 \text{ с}; t_2 = 0,02175941 \text{ с}; t_3 = 0,00142228 \text{ с};$$

$$\omega_{\text{max}}^{(2)} = 21998,44911 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{min}}^{(2)} = -2812,385747 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}.$$

Проведён численный эксперимент. Получены все параметры близкой к оптимальной диаграммы для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока при различных значениях изменения угловой скорости исполнительного органа механизма $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}})$. В таблице 1 представлены результаты численного эксперимента. По результатам численного эксперимента на рисунке 3 построена зависимость времени цикла $T_{\text{ц}}$ от изменения угловой скорости исполнительного органа электропривода $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}})$.

Таблица 1 – Результаты численного эксперимента

$(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}), \frac{\text{рад}}{\text{с}}$	$t_1, \text{ с}$	$t_2, \text{ с}$	$t_3, \text{ с}$	$T_{\text{ц}}, \text{ с}$	$\omega_{\text{min}}^{(2)}, \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$
1	2	3	4	5	6
0	0,00181831	0	0,0014286	0,00324694	-21998,48
10		0,24681412	0,0013676	0,25318588	-21998,48
20		0,49687017	0,0013115	0,50312983	-21998,48
30		0,74692181	0,0012599	0,753078193	-21998,48
40		0,99696953	0,0012122	1,00303047	-21998,4
50		1,24701378	0,0011679	1,25298622	-21998,48
60		1,4970549	0,0011268	1,5029451	-21998,48
70		1,74709323	0,0010885	1,75290677	-21998,48
80		1,99712904	0,0010527	2,00287096	-21998,48
90		2,24716256	0,0010191	2,25283744	-21998,48
100		2,49719402	0,0009877	2,50280598	-21998,48

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
110	0,00181831	2,74722359	0,0009581	2,75277641	-21998,48
120		2,99725144	0,0009302	3,00274856	-21998,48
130		3,24727772	0,000904	3,25272228	-21998,48
140		3,49730256	0,0008791	3,50269744	-21998,48
150		3,74732606	0,0008556	3,75267394	-21998,48
160		3,99734835	0,0008333	4,00265165	-21998,48

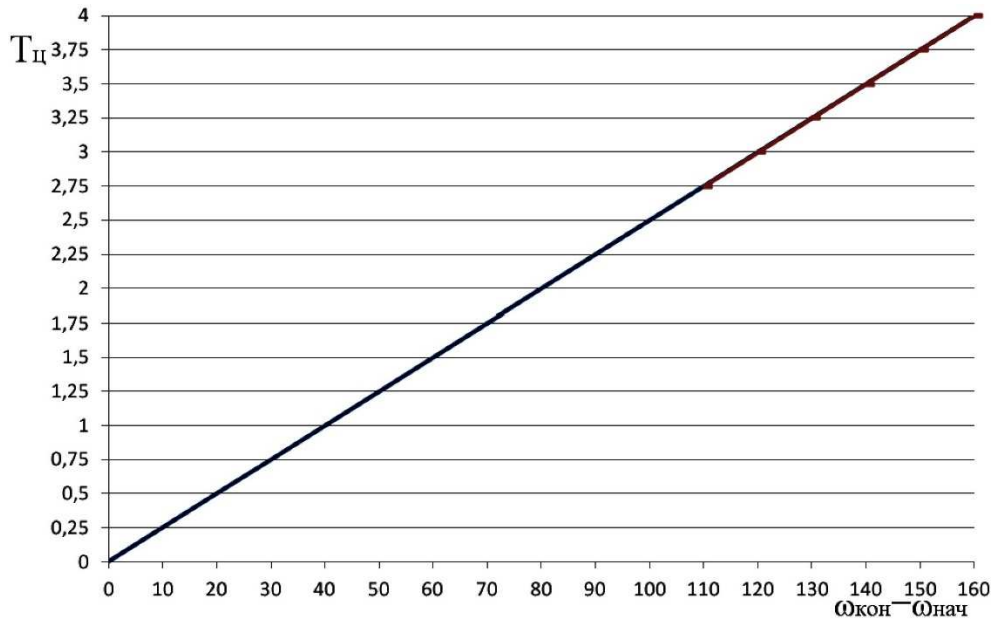


Рисунок 3 – Зависимость времени цикла $T_{ц}$ от изменения угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода ($\omega_{кон} - \omega_{нач}$)

Выводы

Таким образом, для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода разработана пятиэтапная близкая к оптимальным по быстродействию диаграмма.

Получено математическое обеспечение, позволяющее определить параметры пятиэтапной близкой к оптимальной по быстродействию диаграммы для больших изменений угловой скорости исполнительного органа прецизионного электропривода.

УДК 62.83.52:62.503.56

**АССИМЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ОСОБО ТОЧНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА
С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ БЕЗ ОГРАНИЧЕНИЯ ПО СКОРОСТИ**



**ASYMMETRIC OPTIMAL SPEED DIAGRAM
OF THE MOVEMENT OF THE EXECUTIVE BODY
OF A PARTICULARLY PRECISE DC ELECTRIC DRIVE WITH
AN ELASTIC SHAFT WITHOUT SPEED LIMIT**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Ульрих Ренат Викторович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
alexandrovnav32@mail.ru

Аннотация. Разработана асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом без ограничения по скорости. Разработан алгоритм определения параметров асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом без ограничения по скорости.

Ключевые слова: оптимальная по быстродействию диаграмма, особо точный электропривод.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Ulrikh Renat Viktorovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. An asymmetric diagram of the movement of the Executive body of a particularly precise DC electric drive with an elastic shaft with no speed limit has been developed. An algorithm for determining the parameters of an asymmetric speed-optimal diagram of the movement of the Executive body of a particularly precise DC electric drive with an elastic shaft without a speed limit has been developed.

Keywords: the optimum diagramme on speed, high-precision electric drive.

В монографии [1] представлена квазиоптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом при ограничениях по максимальному и минимальному значениям тока.

В монографии [2] показано, что из-за влияния инерционности системы автоматического регулирования положения реальное перемещение исполнительного органа электропривода отличается от перемещения исполнительного органа электропривода, формируемого задающим устройством, на величину ошибки.

В данной работе для прецизионного электропривода разрабатывается асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом без ограничения по скорости, позволяющая полностью избавиться от ошибки по перемещению его исполнительного органа.

На рисунках 1–3 приведена асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом без ограничения по скорости. Для данной диаграммы перемещения исполнительного органа справедливы следующие четырнадцать уравнений:

$$C_m I_{\text{доп}} = M_{\text{co}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{max}}^{(1)}; \quad (1)$$

$$\omega_{\text{max}}^{(4)} = \omega_{\text{max}}^{(5)} \cdot t_1; \quad (2)$$

$$\omega_{\max}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1 = \omega_{\max}^{(5)} \cdot t_1^2; \quad (3)$$

$$\omega_{\max}^{(2)} = 2\omega_{\max}^{(3)} \cdot t_1 = 2\omega_{\max}^{(5)} \cdot t_1^3; \quad (4)$$

$$\omega_{\max}^{(1)} = 4\omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 = 8\omega_{\max}^{(5)} \cdot t_1^4; \quad (5)$$

$$\omega_{\max} = \omega_{\max}^{(1)} \cdot (8t_1 + t_2); \quad (6)$$

$$-C_m I_{\text{доп}} = M_{\text{со}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\min}^{(1)}; \quad (7)$$

$$\omega_{\max*}^{(4)} = \omega_{\max*}^{(5)} \cdot t_1; \quad (8)$$

$$\omega_{\max*}^{(3)} = \omega_{\max*}^{(4)} \cdot t_1 = \omega_{\max*}^{(5)} \cdot t_1^2; \quad (9)$$

$$\omega_{\max*}^{(2)} = 2\omega_{\max*}^{(3)} \cdot t_1 = 2\omega_{\max*}^{(5)} \cdot t_1^3; \quad (10)$$

$$\omega_{\min}^{(1)} = -4\omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_1 = 8\omega_{\max*}^{(5)} \cdot t_1^4; \quad (11)$$

$$\omega_{\max} = -\omega_{\min}^{(1)} \cdot (8t_1 + t_3); \quad (12)$$

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \frac{1}{2} \omega_{\max} \cdot (32t_1 + t_2 + t_3); \quad (13)$$

$$T_{\text{ц}} = 32t_1 + t_2 + t_3, \quad (14)$$

где 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; $\omega_{\max}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $\omega_{\max}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной скорости при разгоне, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$; $\omega_{\max}^{(3)}$ – максимальное значение третьей производной скорости при разгоне, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$; $\omega_{\max}^{(4)}$ – максимальное значение четвертой производной скорости при разгоне, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$; $\omega_{\max}^{(5)}$ – максимальное значение пятой производной скорости при разгоне, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$; ω_{\max} – максимальное значение скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$; $\omega_{\min}^{(1)}$ – минимальное значение первой производной скорости, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $\omega_{\max*}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной скорости при торможении, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$; $\omega_{\max*}^{(3)}$ – максимальное значение третьей производной скорости при торможении, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$; $\omega_{\max*}^{(4)}$ – максимальное значение четвертой производной скорости при торможении, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$; $\omega_{\max*}^{(5)}$ – максимальное значение пятой производной скорости при торможении, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$; $\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад; $\varphi_{\text{кон}}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад; t_1 – длительность первого, третьего, четвертого, шестого, восьмого, десятого, одиннадцатого, тринадцатого, четырнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцать первого, двадцать третьего, двадцать четвертого, двадцать шестого этапов, с; $2t_1$ – длительность второго, пятого, девятого, двенадцатого, пятнадцатого, восемнадцатого, двадцать второго, двадцать пятого этапов, с; t_2 – длительность седьмого этапа, с; t_3 – длительность двадцатого этапа, с; $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.

Из уравнения (1):

$$\omega_{\max}^{(1)} = \frac{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2}. \quad (15)$$

Из уравнения (5) и зависимости (15):

$$\omega_{\max}^{(5)} = \frac{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{8 \cdot (J_1 + J_2) \cdot t_1^4}. \quad (16)$$

Из уравнения (7):

$$\omega_{\min}^{(1)} = -\frac{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J_1 + J_2}. \quad (17)$$

Из уравнения (12) и зависимости (17):

$$\omega_{\max}^{(5)} = \frac{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{8 \cdot (J_1 + J_2) \cdot t_1^4}. \quad (18)$$

Из уравнений (6) и (12), зависимостей (15) и (17):

$$t_3 = \frac{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}} \cdot (8t_1 + t_2) - 8t_1. \quad (19)$$

Из уравнений (6) и (12) и зависимости (15):

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2} \cdot (8t_1 + t_2) \cdot (32t_1 + t_2 + t_3). \quad (20)$$

Из зависимостей (19) и (20):

$$t_2^2 + 8t_1 \cdot \left(\frac{M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}}} + 3 \right) + t_2 + 64t_1^2 \cdot \left(\frac{M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}}} + 2 \right) - \frac{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot \frac{J_1 + J_2}{C_m I_{\text{доп}}} \cdot (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = 0. \quad (21)$$

$$t_2 = \sqrt{\frac{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot \frac{J_1 + J_2}{C_m I_{\text{доп}}} \cdot (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) + 16t_1^2 \cdot \left(\frac{M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}}} + 1 \right)^2} - 4t_1 \cdot \left(\frac{M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}}} + 3 \right). \quad (22)$$

Если $t_3 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.1}}$.

При этом

$$t_2 = \frac{16M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_1; \quad (23)$$

$$\omega_{\max} = 8 \cdot \frac{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{J_1 + J_2} \cdot t_1; \quad (24)$$

$$\varphi_{\text{гр.1}} = 64 \cdot \frac{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot \frac{2C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} \cdot t_1^2. \quad (25)$$

Если $\omega_{\max} = \omega_{\text{доп}}$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.2}}$.

При этом:

$$t_2 = \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} - 8t_1; \quad (26)$$

$$t_3 = \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}} - 8t_1; \quad (27)$$

$$\varphi_{\text{гр.2}} = \frac{1}{2} \omega_{\text{доп}} \cdot \left[16t_1 + \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_m I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}} + \frac{(J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}}{C_m I_{\text{доп}} + M_{\text{со}}} \right]. \quad (28)$$

В данной работе рассмотрена двухмассовая упругая электромеханическая система имеющая следующие параметры:

$$C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с};$$

$$J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_2 = 0,1 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

На контролируемые координаты двухмассовой упругой электромеханической системы накладывались следующие ограничения:

$$I_{\text{доп}} = 8 \text{ А};$$

$$\omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}; \text{ – допустимое значение скорости, } \frac{\text{рад}}{\text{с}}.$$

Момент сопротивления имел следующее значение:

$$M_{\text{со}} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

В работе выполнен численный эксперимент с целью определения зависимости длительности цикла перемещения исполнительного органа двухмассовой упругой электромеханической системы, результаты которого приведены в таблице 1.

Таблица 1

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \text{ рад}$	$t_2, \text{ с}$	$t_3, \text{ с}$	$T_{\text{ц}}, \text{ с}$	$\omega_{\text{max}}, \frac{\text{рад}}{\text{с}}$
57,6	0,8	0	2,4	48
84	1,1	0,1	2,8	60
115,2	1,4	0,2	3,2	72
151,2	1,7	0,3	3,6	84
192	2	0,4	4	96
237,6	2,3	0,5	4,4	108
288	2,6	0,6	4,8	120
343,2	2,9	0,7	5,2	132
403,2	3,2	0,8	5,6	144
468	3,5	0,9	6	156
490,67	3,6	0,933	6,133	160

Приведенная на рисунках 1–3 диаграмма имеет следующие параметры:

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = 84;$$

$$t_1 = 0,05 \text{ с}; t_2 = 1,1 \text{ с}; t_3 = 0,1 \text{ с}; T_{\text{ц}} = 2,8 \text{ с}; \omega_{\text{max}} = 60 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$$

$$\omega_{\text{max}}^{(1)} = 40 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{max}}^{(5)} = 800000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6};$$

$$\omega_{\text{min}}^{(1)} = -120 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}; \omega_{\text{max}^*}^{(5)} = 2400000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6}.$$

Выводы

Для прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана асимметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа без ограничения по скорости.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом без ограничения по скорости.

Построены механические и электрические координаты особо точного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом от времени при обработке им асимметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа без ограничения по скорости.

Литература

1. Добрабаба Ю.П., Литаш Б.С. Квазиоптимальный по быстродействию программно-управляемый позиционный электропривод : монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ГУО ВО «КубГТУ», 2009. – 178 с.

2. Добробаба Ю.П., Хорцев А.Л. Особо точный позиционный электропривод постоянного тока : монография. – Краснодар : Изд-во ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2014. – 104 с.

Literature

1. Dobrobaba Yu.P., Litash B.S. Quasi-optimal software-controlled positional electric drive : monograph / Kuban. state technol. un-t. – Krasnodar : Publ. GUO VO «KubGTU», 2009. – 178 p.
2. Dobrobaba Yu.P., Kortsov A.L. a Particularly precise positional DC electric drive : monograph. – Krasnodar : Publishing House of FGBOU VO «KubSTU», 2014. – 104 p.

УДК 62

**БЛИЗКАЯ К ОПТИМАЛЬНОЙ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА
ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА
ПРИ ОГРАНИЧЕНИИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ**



**CLOSE TO OPTIMUM OPTIMUM DIAGRAM OF MOVEMENT
OF EXECUTIVE ELECTRIC DRIVE BODY WITH RESTRICTION ON VOLTAGE**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлина Владислава Анатольевна

кандидат технических наук, доцент,
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, состоящая из трёх этапов. Диаграмма справедлива для электроприводов с любыми параметрами силовой части.

Ключевые слова: близкая к оптимальной, с ограничением по напряжению, трёх этапная диаграмма.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Murlina Vladislava Anatolievna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, 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 executive body of the electric drive, close to optimal in speed, was developed with a voltage limit, consisting of three stages. The diagram is valid for electric drives with any parameters of the power unit.

Keywords: close to optimal, with a voltage limit, three-step diagram.

В монографии [1] приведена оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению, состоящая из трех этапов. В работе показано, что возможны три расклада корней характеристического уравнения системы и соответственно три вида переходных процессов.

Для каждого вида оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению найдены закономерности для определения длительностей этапов перемещения. На командоаппарат, формирующий оптимальную по быстродействию диаграмму перемещения исполнительный орган электропривода при ограничении по напряжению, получен патент РФ на полезную модель № 69354.

Недостатком такого решения является необходимость разработки в зависимости от расклада корней характеристического уравнения системы трёх алгоритмов управления перемещением исполнительного органа электропривода.

В данной работе предлагается близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению, в которой устраняется указанный недостаток. При этом необходимо иметь в виду, что незначительно увеличивается длительность перемещения исполнительного органа электропривода.

На рисунке 1 приведены механические контролируемые координаты близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа

электропривода при ограничении по напряжению. На рисунке 2 представлены электрические контролируемые координаты близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению.

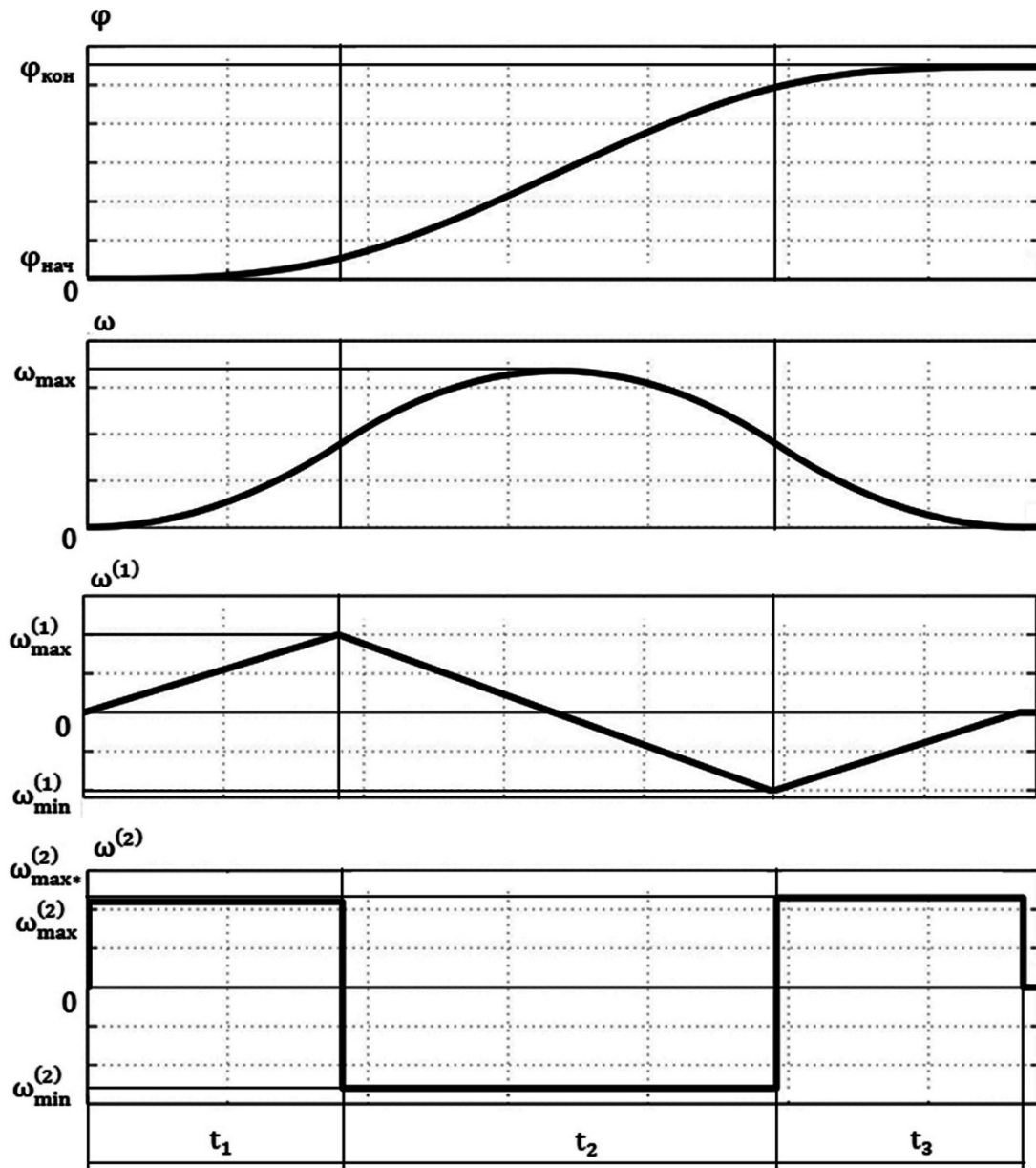


Рисунок 1 – (Механические контролируемые координаты)

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, А;
- $I_{\text{я}}^{(1)}$ – первая производная тока якорной цепи электродвигателя, А;
- t – время, с.

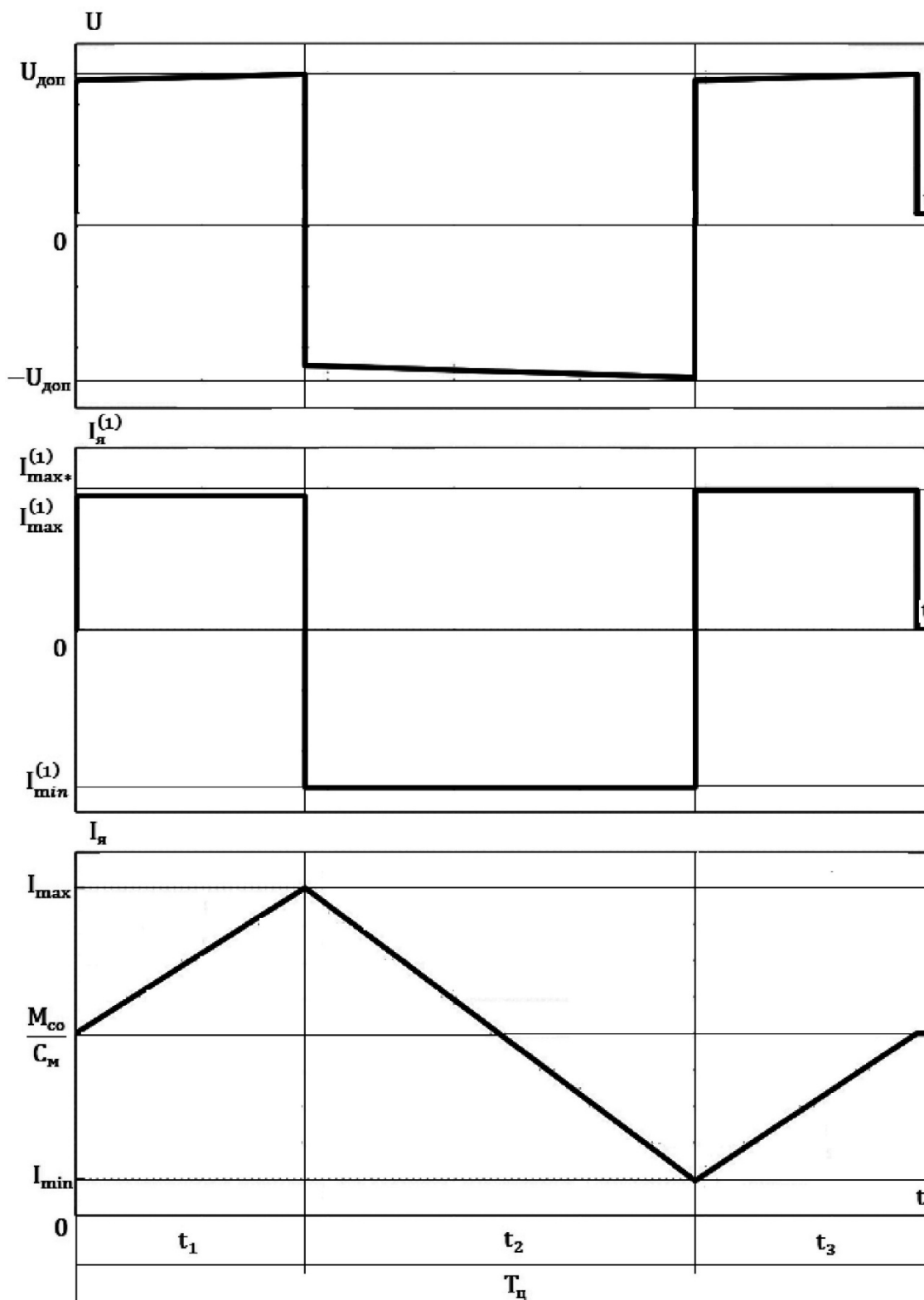


Рисунок 2 – (Электрические контролируемые координаты)

Определим аналитические зависимости контролируемых координат электропривода от времени при его близком к оптимальному по быстродействию движении при ограничении по напряжению.

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$\omega^{(2)}(t) = \omega_{макс}^{(2)};$$

$$\omega^{(1)}(t) = \omega_{макс}^{(2)} \cdot t;$$

$$\omega(t) = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t^2;$$

$$\varphi(t) = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t^3;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{со}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t];$$

$$I_{\text{я}}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)};$$

$$U(t) = \frac{1}{2} C_{\text{е}} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{со}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)},$$

где $\omega_{\max}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на первом этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад; $C_{\text{м}}$ – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с; $M_{\text{со}}$ – момент сопротивления электропривода, Н·м; 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; t_1 – длительность первого этапа, с.

При $t = 0_+$:

$$\omega_{0+}^{(2)} = \omega_{\max}^{(2)};$$

$$\omega_{0+}^{(1)} = 0;$$

$$\omega_{0+} = 0;$$

$$\varphi_{0+} = \varphi_{\text{нач}};$$

$$I_{\text{я}0+} = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot M_{\text{со}};$$

$$I_{\text{я}0+}^{(1)} = \frac{J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)};$$

$$U_{0+} = \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot M_{\text{со}} + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)}.$$

При $t = t_1$:

$$\omega_1^{(2)} = \omega_{\max}^{(2)};$$

$$\omega_1^{(1)} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1;$$

$$\omega_1 = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2;$$

$$\varphi_1 = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^3;$$

$$I_{\text{я}1} = \frac{1}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{со}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1];$$

$$I_{\text{я}1}^{(1)} = \frac{J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)};$$

$$U_1 = \frac{1}{2} C_{\text{е}} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{м}}} \cdot [M_{\text{со}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{м}}} \cdot \omega_{\max}^{(2)}.$$

Этап 2. В интервале времени $t_1 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$\omega^{(2)}(t) = \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\omega^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1);$$

$$\omega(t) = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 + \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1)^2;$$

$$\varphi(t) = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^3 + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1)^2 + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1)^3;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_{\text{М}}} \cdot [M_{\text{co}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1)];$$

$$I_{\text{я}}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_{\text{М}}} \cdot \omega_{\min}^{(2)};$$

$$U(t) = C_e \cdot \left[\frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 + \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1)^2 \right] + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{М}}} \cdot [M_{\text{co}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot (t - t_1)] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{М}}} \cdot \omega_{\min}^{(2)},$$

где $\omega_{\min}^{(2)}$ – минимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на втором этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; t_2 – длительность второго этапа, с.

При $t = t_{1+}$:

$$\omega_{1+}^{(2)} = \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\omega_{1+}^{(1)} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1;$$

$$\omega_{1+} = \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2;$$

$$\varphi_{1+} = \varphi_{\text{нач}} + \frac{1}{6} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^3;$$

$$I_{\text{я}1+} = \frac{1}{C_{\text{М}}} \cdot [M_{\text{co}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1];$$

$$I_{\text{я}1+}^{(1)} = \frac{J}{C_{\text{М}}} \cdot \omega_{\min}^{(2)};$$

$$U_{1+} = \frac{1}{2} C_e \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{\text{я}}}{C_{\text{М}}} \cdot [M_{\text{co}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_{\text{М}}} \cdot \omega_{\min}^{(2)}.$$

При $t = (t_1 + t_2)$:

$$\omega_2^{(2)} = \omega_{\min}^{(2)};$$

$$\omega_2^{(1)} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2;$$

$$\omega_2 = \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2;$$

$$\varphi_2 = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 + \frac{1}{2} t_1 t_2^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^3;$$

$$I_{\text{я}2} = \frac{1}{C_{\text{М}}} \cdot [M_{\text{co}} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2];$$

$$I_{я2}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)};$$

$$U_2 = C_e \cdot \left[\omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2 \right] + \frac{R_{я}}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \right] + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)}.$$

Этап 3. В интервале времени $(t_1 + t_2) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$\omega^{(2)}(t) = \omega_{\max^*}^{(2)};$$

$$\omega^{(1)}(t) = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + \omega_{\max^*}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2);$$

$$\omega(t) = \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2 + \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1 - t_2) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \cdot (t - t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \omega_{\max^*}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2)^2;$$

$$\varphi(t) = \varphi_{нач} + \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 + \frac{1}{2} t_1 t_2^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^3 +$$

$$+ \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) \cdot (t - t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2 \cdot (t - t_1 - t_2) +$$

$$+ \frac{1}{2} \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1 - t_2)^2 + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \cdot (t - t_1 - t_2)^2 +$$

$$+ \frac{1}{6} \omega_{\max^*}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2)^3;$$

$$I_{я}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + J \omega_{\max^*}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2) \right];$$

$$I_{я}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max^*}^{(2)};$$

$$U(t) = C_e \cdot \left[\omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2 + \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t - t_1 - t_2) + \right.$$

$$\left. + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \cdot (t - t_1 - t_2) + \frac{1}{2} \omega_{\max^*}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2)^2 \right] +$$

$$+ \frac{R_{я}}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + J \omega_{\max^*}^{(2)} \cdot (t - t_1 - t_2) \right] + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max^*}^{(2)},$$

где $\omega_{\max^*}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на третьем этапе, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$; t_3 – длительность третьего этапа, с.

При $t = (t_1 + t_2)_+$:

$$\omega_{2+}^{(2)} = \omega_{\max^*}^{(2)};$$

$$\omega_{2+}^{(1)} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2;$$

$$\omega_{2+} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2;$$

$$\varphi_{2+} = \varphi_{нач} + \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 + \frac{1}{2} t_1 t_2^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^3;$$

$$I_{я2+} = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \right];$$

$$I_{я2+}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)};$$

$$U_{2+} = C_e \cdot \left[\omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2 \right] + \frac{R_{я}}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \right] + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)}.$$

При $t = (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$\omega_3^{(2)} = \omega_{\max*}^{(2)};$$

$$\omega_3^{(1)} = \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3;$$

$$\omega_3 = \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 + t_1 t_3 \right) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3^2;$$

$$\varphi_3 = \varphi_{нач} + \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 + \frac{1}{2} t_1 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_3 + t_1 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1 t_3^2 \right) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_2^3 + \frac{1}{2} t_2^2 t_3 + \frac{1}{2} t_2 t_3^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3^3;$$

$$I_{я3} = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + J \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3 \right];$$

$$I_{я3}^{(1)}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)};$$

$$U_3 = C_e \cdot \left[\omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 + t_1 t_3 \right) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3^2 \right] + \frac{R_{я}}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + J \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3 \right] + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max*}^{(2)}.$$

Так как $\varphi_3 = \varphi_{кон}$, то:

$$\begin{aligned} (\varphi_{кон} - \varphi_{нач}) &= \omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_1^3 + \frac{1}{2} t_1^2 t_2 + \frac{1}{2} t_1 t_2^2 + \frac{1}{2} t_1^2 t_3 + t_1 t_2 t_3 + \frac{1}{2} t_1 t_3^2 \right) + \\ &+ \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{6} t_2^3 + \frac{1}{2} t_2^2 t_3 + \frac{1}{2} t_2 t_3^2 \right) + \frac{1}{6} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3^3, \end{aligned} \quad (1)$$

где $\varphi_{кон}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад.

Так как $\omega_3 = 0$, то:

$$\omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 + t_1 t_3 \right) + \omega_{\min}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3^2 = 0. \quad (2)$$

Так как $\omega_3^{(1)} = 0$, то:

$$\omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 + \omega_{\max*}^{(2)} \cdot t_3 = 0. \quad (3)$$

Так как $U_1 = U_{доп}$, то:

$$U_{доп} = \frac{1}{2} C_e \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1^2 + \frac{R_{я}}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 \right] + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\max}^{(2)}. \quad (4)$$

Так как $U_2 = -U_{доп}$, то:

$$\begin{aligned} -U_{доп} &= C_e \cdot \left[\omega_{\max}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2^2 \right] + \\ &+ \frac{R_{я}}{C_M} \cdot \left[M_{co} + J \omega_{\max}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\min}^{(2)} \cdot t_2 \right] + \frac{L_{я} J}{C_M} \cdot \omega_{\min}^{(2)}, \end{aligned} \quad (5)$$

где $U_{доп}$ – допустимое значение напряжения, приложенного к якорной цепи электродвигателя, В.

Так как $U_3 = U_{\text{доп}}$, то:

$$U_{\text{доп}} = C_e \cdot \left[\omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 + t_1 t_3 \right) + \omega_{\text{min}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + t_2 t_3 \right) + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3^2 \right] + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot \left[M_{\text{co}} + J \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 + J \omega_{\text{min}}^{(2)} \cdot t_2 + J \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3 \right] + \frac{L_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\text{max}^*}^{(2)}. \quad (6)$$

Из уравнений (2), (3) и (6):

$$U_{\text{доп}} = \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot M_{\text{co}} + \frac{L_{\text{я}} J}{C_M} \cdot \omega_{\text{max}^*}^{(2)}; \\ \omega_{\text{max}^*}^{(2)} = \frac{C_M U_{\text{доп}}}{L_{\text{я}} J} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{L_{\text{я}} J}. \quad (7)$$

По формуле (7) определяется максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода на третьем этапе $\omega_{\text{max}^*}^{(2)}$. Пять остальных параметров диаграммы $\omega_{\text{max}^*}^{(2)}$, $\omega_{\text{min}}^{(2)}$, t_1 , t_2 и t_3 определяются из системы, состоящей из пяти уравнений (1)–(5).

Если $I_{\text{я1}} = I_{\text{доп}}$, то:

$$I_{\text{доп}} = \frac{1}{C_M} \cdot \left[M_{\text{co}} + J \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 \right]; \\ \omega_{\text{max}}^{(2)} = \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J \cdot t_1},$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А.

Из уравнения (4):

$$\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_M} = \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J \cdot t_1} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_M} \cdot t_1 + \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M} \right); \\ t_1^2 + 2 \cdot \left[\frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_M} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_M} \right) \cdot \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}} \right] \cdot t_1 + 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M} = 0;$$

Следовательно:

$$t_1 = \left[\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_M} \right) \cdot \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}} - \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_M} \right] - \\ - \sqrt{\left[\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{co}}}{C_e C_M} \right) \cdot \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}} - \frac{R_{\text{я}} J}{C_e C_M} \right]^2 - 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M}}.$$

Из уравнения (3):

$$\omega_{\text{min}}^{(2)} = -\omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \frac{t_1}{t_2} - \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \frac{t_3}{t_2}.$$

Из уравнения (2):

$$\omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + t_1 t_2 + t_1 t_3 \right) - \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1 t_2 + t_1 t_3 \right) - \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2 t_3 + t_3^2 \right) + \\ + \frac{1}{2} \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3^2 = 0; \\ \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + \frac{1}{2} t_1 t_2 \right) - \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_3^2 + \frac{1}{2} t_2 t_3 \right) = 0; \\ \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 \cdot (t_1 + t_2) = \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3 \cdot (t_2 + t_3); \\ \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot (t_1 + t_2) = \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3 \cdot (t_2 + t_3). \quad (8)$$

Из уравнения (5):

$$\begin{aligned}
 & -\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}}M_{\text{co}}}{C_e C_M} = \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + \frac{1}{2} t_1 t_2 \right) - \frac{1}{2} \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 t_2 - \frac{1}{2} \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_2 t_3 + \\
 & + \frac{R_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 - \frac{R_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 - \frac{R_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3 - \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \frac{t_1}{t_2} - \\
 & - \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \frac{t_3}{t_2}; \\
 & \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}}M_{\text{co}}}{C_e C_M} \right) \cdot t_2 + \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1^2 + \frac{1}{2} t_1 t_2 \right) \cdot t_2 - \\
 & - \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2 t_3 + \frac{R_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot t_3 \right) \cdot t_2 - \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot t_1 - \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot t_3 = 0; \\
 & \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1 t_2 + \frac{1}{2} t_2^2 - \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \right) \cdot t_1 - \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + \frac{R_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot t_2 + \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \right) \cdot t_3 + \\
 & + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}}M_{\text{co}}}{C_e C_M} \right) \cdot t_2 = 0; \\
 & \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{co}}}{J} \cdot \left(\frac{1}{2} t_1 t_2 + \frac{1}{2} t_2^2 - \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \right) - \omega_{\text{max}^*}^{(2)} \cdot \left(\frac{1}{2} t_2^2 + \frac{R_{\text{я}}J}{C_e C_M} \cdot t_2 + \frac{L_{\text{я}}J}{C_e C_M} \right) \cdot t_3 + \\
 & + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}}M_{\text{co}}}{C_e C_M} \right) \cdot t_2 = 0. \tag{9}
 \end{aligned}$$

При этом граничное значение угла поворота исполнительного органа электропривода равно:

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.1}}.$$

Из системы, состоящей из двух уравнений (8) и (9), определяются длительности второго t_2 и третьего t_3 этапов.

При дальнейшем увеличении перемещения исполнительного органа электропривода необходимо переходить к диаграмме, имеющей ограничения по напряжению и максимальному значению тока.

Выводы

Предлагается близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению. Диаграмма состоит из трёх этапов. В качестве варьируемых параметров используется длительность трёх этапов и три разных значения второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода: максимального на первом этапе $\omega_{\text{max}}^{(2)}$, минимального на втором этапе $\omega_{\text{min}}^{(2)}$, максимального на третьем этапе $\omega_{\text{max}^*}^{(2)}$. Такое решение позволяет существенно повысить быстродействие перемещения исполнительного органа электропривода.

Разработан алгоритм для определения шести варьируемых параметров близкой к оптимальной по быстродействию диаграмме перемещения исполнительного органа электропривода при ограничении по напряжению.

Так как диаграмма справедлива для электроприводов с любыми параметрами силовой части, то это позволит использовать для её внедрения более дешевое 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. Пат. на полезную модель 69354 РФ, МПК Н 02 Р 5/60 (2006.01). Устройство для формирования оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения электропривода с моментом сопротивления типа сухого трения при ограничении по напряжению / Ю.П. Добробаба, Д.С. Прохоренко, В.Ю. Барандыч, В.И. Коноплин; заявитель и патентообладатель Кубан. гос. технол. ун-т. – № 2007120427/22; заявл. 31.05.07. – Оpubл. 10.12.07. – Бюл. № 34.

References

1. Dobrobaba Yu.P., Litash B.S. Quasi-optimal speed-controlled program-controlled positional electric drive : monograph / Kuban. gos. tekhnol. un-t – Krasnodar : Izd. GUO VPO «KubGTU», 2009. – 178 p.
2. Pat. Utility Model 69354 of the Russian Federation, IPC N 02 P 5/60 (2006.01). A device for forming an optimal speed diagram of the movement of an electric drive with a moment of resistance such as dry friction with a voltage limit / Yu.P. Dobrobaba, D.S. Prokhorenko, V.Yu. Barandych, V.I. Konoplin; applicant and patent holder Kuban. state technol. un-t. – № 2007120427/22; declared 05/31/07. – Publ. 10.12.07. – Bull. № 34.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ
ЧЕТВЕРТОГО ПОРЯДКА С ДВУМЯ ПАРАМИ КРАТНЫХ КОРНЕЙ
ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**ANALYSIS OF TRANSITIONAL CHARACTERISTICS
OF THE FOURTH ORDER SYSTEM WITH TWO PAIRS OF MULTIPLE ROOTS
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,
доцент кафедры информационных
систем и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Щелканов Глеб Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции.

Доказано, что переходные характеристики систем четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени не имеют перерегулирование при условии: постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка меньше или равна большей постоянной времени знаменателя передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы четвертого порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Murlina Vladislava Anatolievna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of department of information systems
and programming,
Kuban state technological university

Shchelkanov Gleb Vladimirovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the fourth-order systems with two pairs of multiple roots 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 fourth-order systems with two pairs of multiple roots equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree do not overshoot: time constant of the numerator polynomial of the transfer function of the fourth order is less than or equal to the larger time constant of the denominator of the transfer function.

Keywords: transient response, characteristic equation of the fourth order system, roots of the characteristic equation.

В статье [1] выполнен анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения.

В статье [2] выполнен анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с четырьмя действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

В статье [3] выполнен анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

В данной работе анализируются переходные характеристики системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения.

Передаточная функция систем четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{40}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)^2}$$

где $T_1 \neq T_2$ – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции четвертого порядка.

Корни характеристического уравнения системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения:

$$p_{1;2} = -\frac{1}{T_1}; p_{3;4} = -\frac{1}{T_2}.$$

Переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{40}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_4 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_5.$$

Первая, вторая и третья производные переходной характеристики системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения имеют вид:

$$\begin{aligned} h_{40}^{(1)}(t) &= \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_3}{T_2} + K_4\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \\ h_{40}^{(2)}(t) &= \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_2}{T_1^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_3}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_4}{T_2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_4}{T_2^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \\ h_{40}^{(3)}(t) &= \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ &+ \left(-\frac{K_3}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_4}{T_2^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_2^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}. \end{aligned}$$

Так как начальные и конечные значения системы четвертого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = 0; \\ h_{40}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{40}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{40}^{(3)}(0) = 0; \\ h_{40}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения системы четвертого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = K_1 + K_4 + K_5; \\ h_{40}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} - K_4; \\ h_{40}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_4}{T_2}; \\ h_{40}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - \frac{K_3}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_4}{T_2^2}; \\ h_{30}(\infty) = K_5, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$K_5 = 1;$$

$$\begin{cases} K_1 + K_3 + 1 = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} - K_4 = 0; \\ \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_4}{T_2} = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - \frac{K_3}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_4}{T_2^2} = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения принимают значения:

$$K_1 = -\frac{T_1 - 3T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1^2;$$

$$K_2 = -\frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2};$$

$$K_3 = -\frac{3T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_2^2;$$

$$K_4 = -\frac{T_2}{(T_1 - T_2)^2}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$h_{40}(t) = -\frac{T_1 - 3T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{3T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_2^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} -$$

$$-\frac{T_2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1;$$

$$h_{40}^{(1)}(t) = -\frac{2T_1T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{2T_1T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} +$$

$$+\frac{1}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Передаточная функция системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{41}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)^2},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка.

Переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{41}(t) = -\frac{(T_1 - 3T_2) \cdot T_1 + 2T_2 \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} -$$

$$-\frac{(3T_1 - T_2) \cdot T_2 - 2T_2 \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

При этом должны выполняться условие:

$$T_1 > T_2.$$

Если $h_{41}(t_*) = 1$, то:

$$[(T_1 - 3T_2) \cdot T_1 + 2T_1 \cdot \tau] \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau) \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} -$$

$$-[(3T_1 - T_2) \cdot T_2 - 2T_1 \cdot \tau] \cdot T_2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} - (T_1 - T_2) \cdot (T_2 - \tau) \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} = 0;$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения.

Первая производная переходной характеристики системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{41}^{(1)}(t) = \frac{(T_1 - 3T_2) \cdot T_1 + 2T_2 \cdot \tau - (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{T_1 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{(3T_1 - T_2) \cdot T_2 - 2T_1 \cdot \tau - (T_1 - T_2) \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} +$$

$$+ \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Так как при $t = t_{экрп}$ первая производная переходной характеристики равна нулю, то справедливо уравнение:

$$\frac{(T_1 - 3T_2) \cdot T_1 + 2T_2 \cdot \tau - (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{T_1 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{(3T_1 - T_2) \cdot T_2 - 2T_1 \cdot \tau - (T_1 - T_2) \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} +$$

$$+ \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} = 0;$$

$$[(T_1 - 3T_2) \cdot T_1 + 2T_1 \cdot \tau - (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau)] \cdot T_1 T_2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} +$$

$$+ (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau) \cdot T_2 \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} +$$

$$+ [(3T_1 - T_2) \cdot T_2 - 2T_1 \cdot \tau - (T_1 - T_2) \cdot (T_2 - \tau)] \cdot T_1 T_2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} +$$

$$+ (T_1 - T_2) \cdot (T_2 - \tau) \cdot T_1 \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} = 0.$$

В работе принято условие, что:

$$2T_1 + 2T_2 = T.$$

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 1.

При этом $T_1 = 0,4T$ и $T_2 = 0,1T$.

Таблица 1 – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{41}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_1$	$\tau = T$
1	2	3	4
0	0	0	0
0,25	0,031829697	0,18067218	0,403935906
0,5	0,18705366	0,507128676	0,9872412
0,75	0,397253525	0,729181835	1,2270743
1	0,586465881	0,854257758	1,255945573
1,25	0,729862529	0,921908322	1,209977012
1,5	0,829277951	0,958192441	1,151564177
1,75	0,894632528	0,977621246	1,102104324
2	0,936114275	0,988021443	1,065882195
2,25	0,961797146	0,993588334	1,041275116

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
2,5	0,977406537	0,996568082	1,025310399
2,75	0,986758482	0,998163026	1,015269843
3	0,992297788	0,999016739	1,009095165
3,25	0,995548364	0,999473698	1,005361699
3,5	0,997441143	0,999718291	1,003134013
3,75	0,9985361	0,999849212	1,00181888
4	0,999165986	0,999919289	1,001049243
4,25	0,999526584	0,999956799	1,000602121
4,5	0,999732146	0,999976876	1,000343971
4,75	0,999848892	0,999987623	1,000195718
5	0,999914977	0,999993375	1,000110971

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

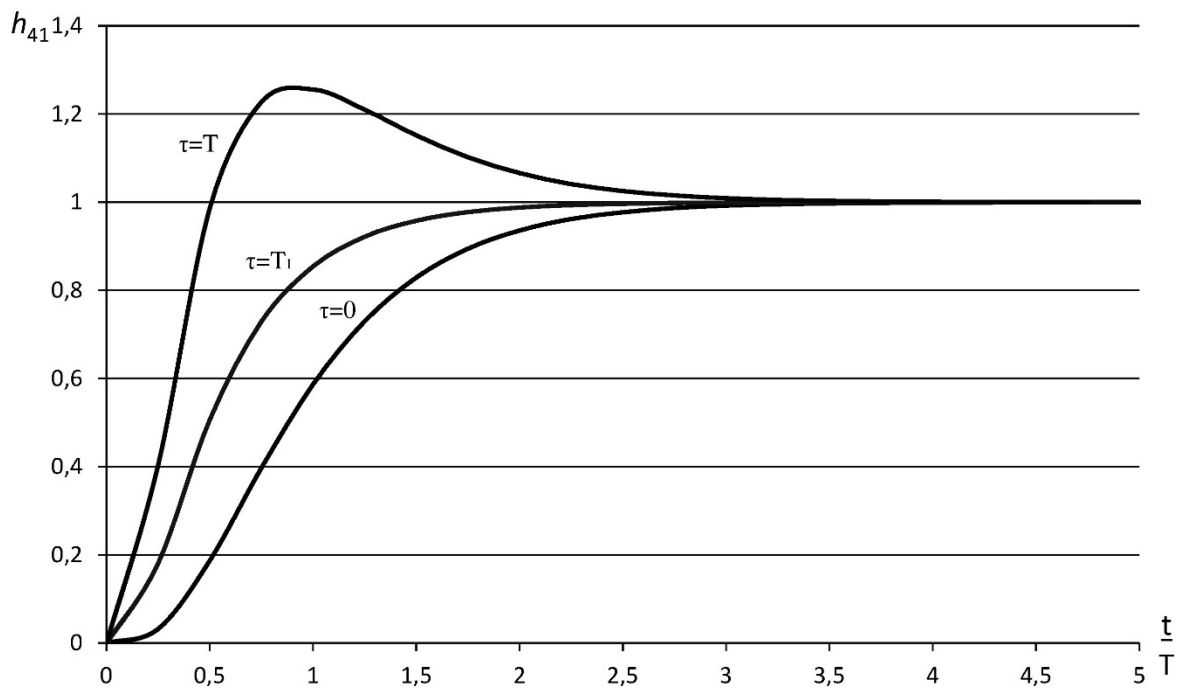


Рисунок 1 – Зависимость h_{41} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

$$T_1 = 0,4T; T_2 = 0,1T.$$

Если $\tau = 0,6T$, то:

$$t_* = 0,9225514T; t_{\text{экстр}} = 1,2744836T; h_{\text{макс}} = 1,061823792.$$

Если $\tau = 0,7T$, то:

$$t_* = 0,7725856T; t_{\text{экстр}} = 1,1219335T; h_{\text{макс}} = 1,117745814.$$

Если $\tau = 0,8T$, то:

$$t_* = 0,6765363T; t_{\text{экстр}} = 1,0175372T; h_{\text{макс}} = 1,181411873.$$

Если $\tau = 0,9T$, то:

$$t_* = 0,6076873T; t_{\text{экстр}} = 0,9328525T; h_{\text{макс}} = 1,247363479.$$

Если $\tau = T$, то:

$$t_* = 0,5569107T; t_{\text{экстр}} = 0,8503049T; h_{\text{макс}} = 1,30734456.$$

По результатам второй серии численного эксперимента на рисунках 2 и 3 представлены зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$, $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$ и $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$.

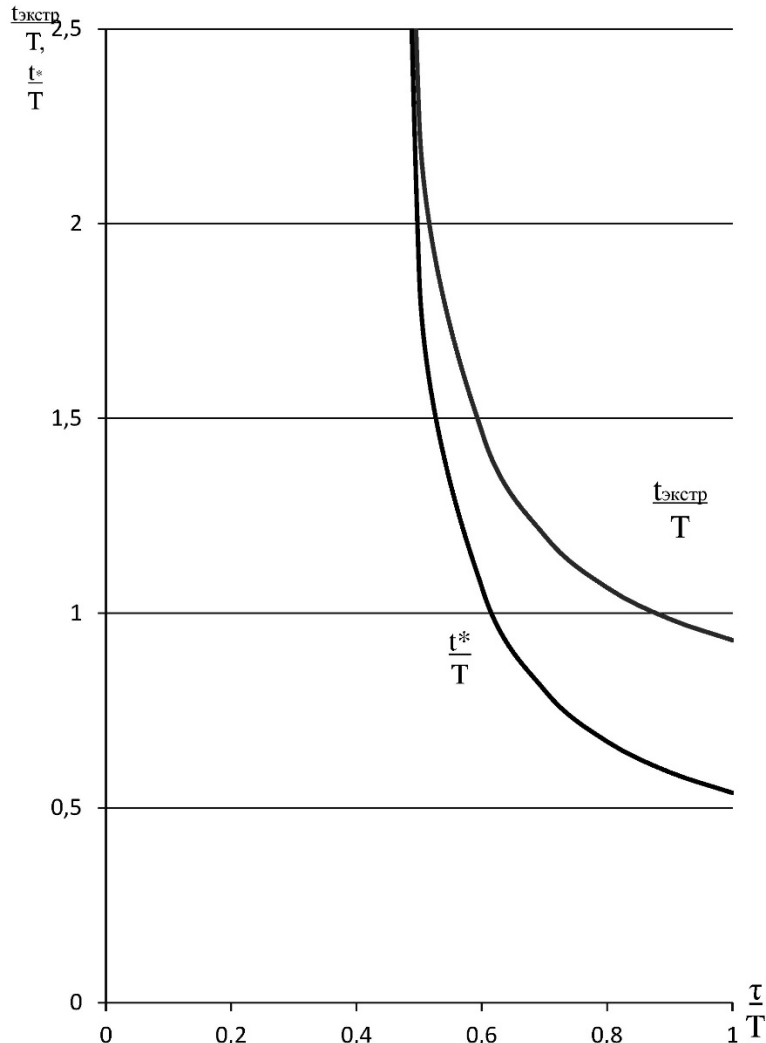


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

Выводы

Для систем четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции определены переходные характеристики.

Проведены первый численный эксперимент, на основании которого получены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

Проведен второй численный эксперимент. На его основании получены:

- зависимости времени, при которых переходные характеристики исследуемых систем достигают значения равного единице;
- зависимости времени (экстремальные), при которых переходные характеристики достигают максимального значения;

– зависимости максимальных значений переходных характеристик от постоянной времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка и максимальных значений переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка в относительных единицах.

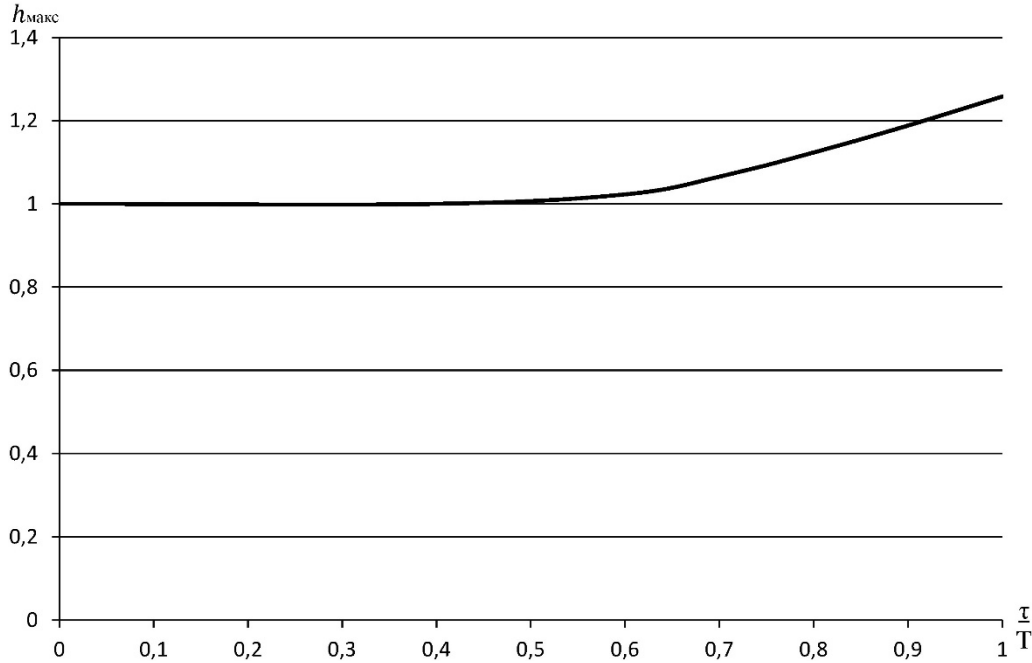


Рисунок 3 – Зависимость h_{\max} от $\frac{\tau}{T}$

Установлено, что при условии, когда постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка больше или равна большей постоянной времени полинома знаменателя передаточной функции четвертого порядка, переходные характеристики систем четвертого порядка с двумя парами кратных корней характеристического уравнения с полиномом первой степени числителя передаточной функции не имеет перерегулирования.

Литература

1. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1.
2. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Щелканов Г.В. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с четырьмя действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3.
3. Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Щелканов Г.В., Чувилин Н.А. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4.

References

1. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with multiple roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1.
2. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Shchelkanov G.V. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with real negative different roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3.
3. Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Shchelkanov G.V., Chuvilin N.A. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with two times and real negative different roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ
ЧЕТВЕРТОГО ПОРЯДКА С ТРЕМЯ КРАТНЫМИ КОРНЯМИ
ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**ANALYSIS OF TRANSITIONAL CHARACTERISTICS
OF THE FOURTH ORDER SYSTEM WITH THREE MULTIPLES ROOTS
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,
доцент кафедры информационных
систем и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Щелканов Глеб Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции.

Доказано, что переходные характеристики систем четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени не имеют перерегулирование при условии: постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка меньше или равна большей постоянной времени знаменателя передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы четвертого порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yuriy Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Power Supply of Industrial Enterprises,
Kuban State Technological University

Murlina Vladislava Anatolievna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of department of information systems
and programming,
Kuban state technological university

Shchelkanov Gleb Vladimirovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the fourth-order systems with three multiple roots 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 fourth-order systems with three multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree do not overshoot: time constant of the numerator polynomial of the transfer function of the fourth order is less than or equal to the larger time constant of the denominator of the transfer function.

Keywords: transient response, characteristic equation of the fourth order system, roots of the characteristic equation.

В статье [1] выполнен анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения.

В статье [2] выполнен анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

В статье [3] выполнен анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

В данной работе анализируются переходные характеристики системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения.

Передаточная функция систем четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{40}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1)},$$

где $T_1 \neq T_2$ – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции четвертого порядка.

Корни характеристического уравнения системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения:

$$p_{1;2;3} = -\frac{1}{T_1}; p_4 = -\frac{1}{T_2}.$$

Переходная характеристика системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{40}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_4 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_5.$$

Первая, вторая и третья производные переходной характеристики системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения имеют вид:

$$\begin{aligned} h_{40}^{(1)}(t) &= \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \\ h_{40}^{(2)}(t) &= \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^2} - 4 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_4}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \\ h_{40}^{(3)}(t) &= \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^3} + 6 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ &\quad - \frac{K_3}{T_1^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_2^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}. \end{aligned}$$

Так как начальные и конечные значения системы четвертого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = 0; \\ h_{40}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{40}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{40}^{(3)}(0) = 0; \\ h_{40}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения системы четвертого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = K_1 + K_4 + K_5; \\ h_{40}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2}; \\ h_{40}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 3K_3 + \frac{K_4}{T_2^2}; \\ h_{40}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3}; \\ h_{40}(\infty) = K_5, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$K_5 = 1;$$

$$\begin{cases} K_1 + K_4 + 1 = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} = 0; \\ \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$K_1 = -\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1;$$

$$K_2 = -\frac{T_1 - 2T_2}{(T_1 - T_2)^2};$$

$$K_3 = -\frac{1}{2T_1 \cdot (T_1 - T_2)};$$

$$K_4 = \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^3}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$h_{40}(t) = -\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - 2T_2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{1}{2T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

$$h_{40}^{(1)}(t) = \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{1}{2T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Передаточная функция системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{41}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1)},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка.

Переходная характеристика системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{41}(t) = -\frac{(T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3) \cdot T_1 - T_2^2 \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{(T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau)}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} -$$

$$- \frac{T_1 - \tau}{2T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Рассмотрим два варианта значения корней системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе.

Вариант первый: $T_1 > T_2$.

Если $\tau = T_1$, то:

$$h_{41}(t) = -\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{(T_1 - T_2)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Вариант второй: $T_2 > T_1$.

Если $\tau = T_2$, то:

$$h_{41}(t) = e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{T_2^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + 1.$$

Если $h_{41}(t_*) = 1$, то:

$$\begin{aligned} & - \frac{(T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3) \cdot T_1 - T_2^2 \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - \frac{(T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau)}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - \\ & - \frac{T_1 - \tau}{2T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} + \frac{T_2^2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} = 0; \end{aligned}$$

или

$$\begin{aligned} & [(T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3) \cdot T_1 - T_2^2 \cdot \tau] \cdot 2T_1^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - (T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau) \cdot (T_1 - T_2) \times \\ & \times 2T_1 \cdot t \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2)^2 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} + 2T_1T_2^2 \cdot (T_2 - \tau) \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} = 0, \end{aligned}$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции достигает единичного значения.

При этом должны выполняться условие:

$\tau > T_1$, для первого варианта;

$\tau > T_2$, для второго варианта.

Первая производная переходной характеристики системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$\begin{aligned} h_{41}^{(1)}(t) &= \frac{(T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3) \cdot T_1 - T_2^2 \cdot \tau - (T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau) \cdot (T_1 - T_2)}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ &+ \frac{(T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau) - (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2)}{T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_1 - \tau}{2T_1^3 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \times \\ &\times e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}; \end{aligned}$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}}$ первая производная переходной характеристики равна нулю, то справедливо уравнение:

$$\begin{aligned} & \frac{(T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^3) \cdot T_1 - T_2^2 \cdot \tau - (T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau) \cdot (T_1 - T_2)}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + \\ &+ \frac{(T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2\tau) - (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2)}{T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + \frac{T_1 - \tau}{2T_1^3 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \times \\ &\times e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} - \frac{T_2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_2}} = 0; \\ & \frac{T_2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} - \frac{T_2 - \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + \frac{T_1 - \tau}{2T_1^3 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t^2 \times \\ &\times e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} - \frac{T_2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_2}} = 0; \end{aligned}$$

В работе принято условие, что:

$$3T_1 + T_2 = T.$$

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 1.

При этом $T_1 = 0,3T$ и $T_2 = 0,1T$.

Таблица 1 – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{41}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_1$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,021667011	0,131532335	0,29633032
0,5	0,154709726	0,456186884	0,908402621
0,75	0,367718278	0,722931557	1,255751475
1	0,575779182	0,875347981	1,324701178
1,25	0,735917907	0,948300025	1,266873202
1,5	0,84372952	0,979743285	1,183763932
1,75	0,910629799	0,992388904	1,115027563
2	0,950046218	0,997230604	1,068007184
2,25	0,97250066	0,999017543	1,038792866
2,5	0,985013348	0,999658545	1,021626342
2,75	0,991886067	0,99988332	1,011879199
3	0,995625646	0,999960692	1,00646326
3,25	0,9976481	0,999986917	1,003495142
3,5	0,998737648	0,99999569	1,001882754
3,75	0,999323174	0,999998593	1,001011723
4	0,999637351	0,999999544	1,000542835
4,25	0,999805768	0,999999854	1,000290981
4,5	0,999895997	0,999999953	1,000155887
4,75	0,999944319	0,999999985	1,000083484
5	0,999970192	0,999999995	1,0000447

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

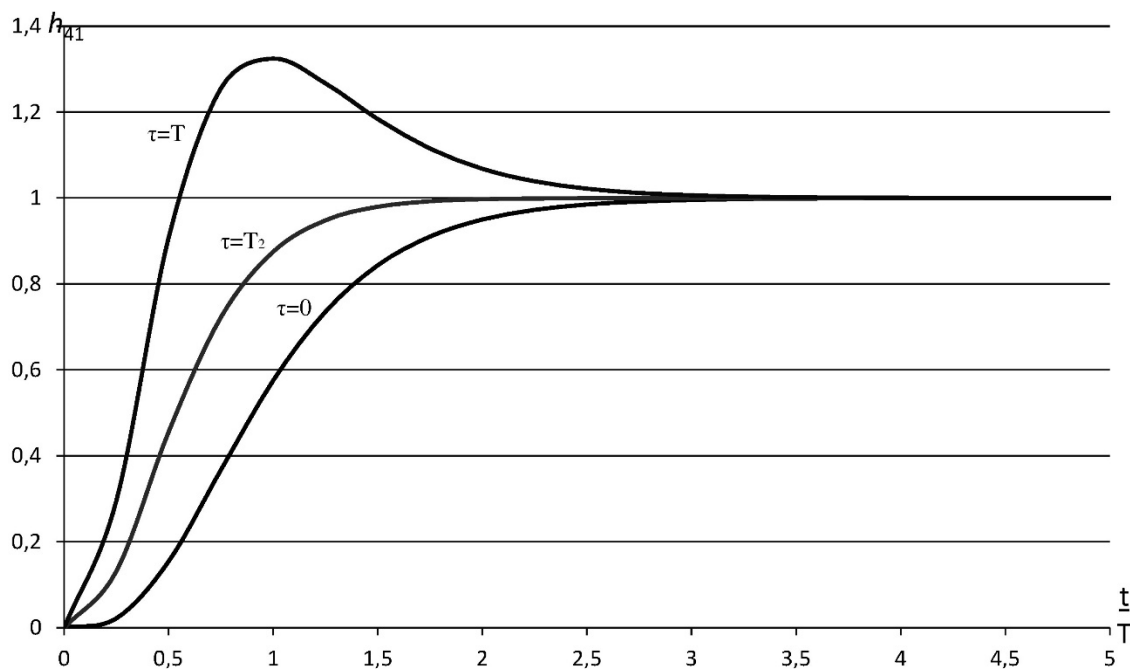


Рисунок 1 – Зависимость h_{41} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

$$T_1 = 0,3T; T_2 = 0,1T.$$

Если $\tau = 0,6T$, то:

$$t_* = 0,9473936T; t_{\text{экстр}} = 1,3309219T; h_{\text{макс}} = 1,052139581.$$

Если $\tau = 0,7T$, то:

$$t_* = 0,7783997T; t_{\text{экстр}} = 1,1781947T; h_{\text{макс}} = 1,105479111.$$

Если $\tau = 0,8T$, то:

$$t_* = 0,6723451T; t_{\text{экстр}} = 1,0858113T; h_{\text{макс}} = 1,168727399.$$

Если $\tau = 0,9T$, то:

$$t_* = 0,5981277T; t_{\text{экстр}} = 1,0240314T; h_{\text{макс}} = 1,238263592.$$

Если $\tau = T$, то:

$$t_* = 0,5661479T; t_{\text{экстр}} = 0,9797171T; h_{\text{макс}} = 1,311973877.$$

По результатам второй серии численного эксперимента на рисунках 2 и 3 представлены зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$, $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$ и $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$.

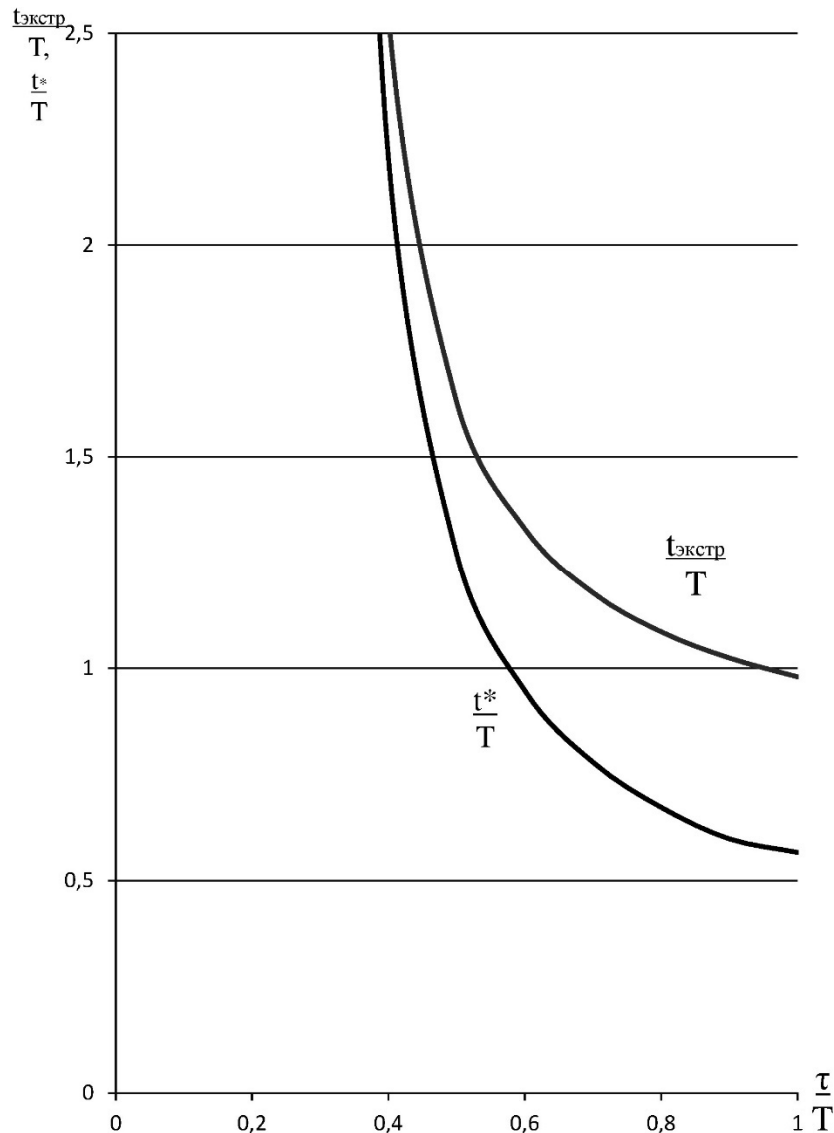


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

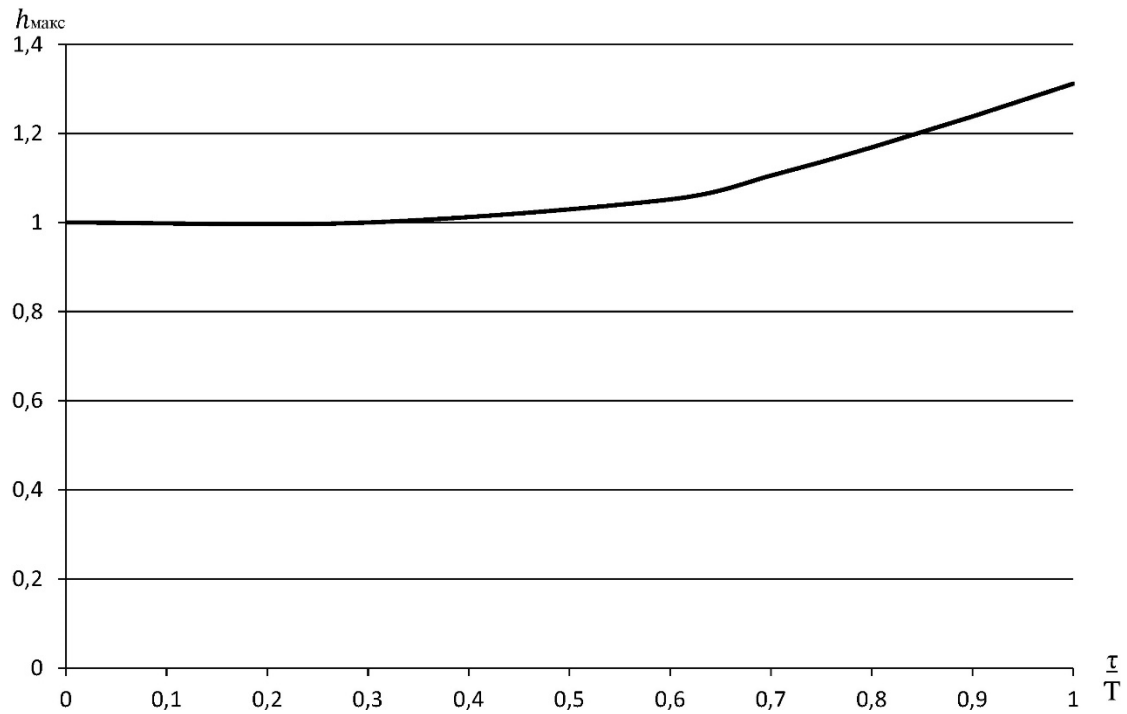


Рисунок 3 – Зависимость h_{\max} от $\frac{\tau}{T}$

Проведена третья серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 2.

При этом $T_1 = 0,2T$ и $T_2 = 0,4T$.

Таблица 2 – Результаты третьей серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{41}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_2$	$\tau = T$
0	0,023360526	0,110282333	0,313099883
0,25	0,158771847	0,384469804	0,91109837
0,5	0,369040709	0,630479235	1,240502464
0,75	0,573404171	0,794863188	1,311600895
1	0,732235994	0,891472093	1,26302299
1,25	0,84081604	0,944411861	1,186135442
1,5	0,909161706	0,972181147	1,119226507
1,75	0,949783992	0,986319186	1,071567974
2	0,972933434	0,993362988	1,041031947
2,25	0,985708032	0,996815104	1,022731608
2,5	0,992580869	0,99848527	1,012262204
2,75	0,996203431	0,999284951	1,006475165
3	0,998080776	0,999664578	1,003360116
3,25	0,999039964	0,999843507	1,001718442
3,5	0,999524153	0,99992733	1,000868077
3,75	0,999766036	0,999966393	1,000433894
4	0,999885782	0,999984515	1,000214892
4,25	0,999944593	0,999992888	1,000105575
4,5	0,999973275	0,999996743	1,0000515
4,75	0,999987176	0,999998512	1,000024964
5	0,023360526	0,110282333	0,313099883

По результатам третьей серии численного эксперимента на рисунке 4 представлены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

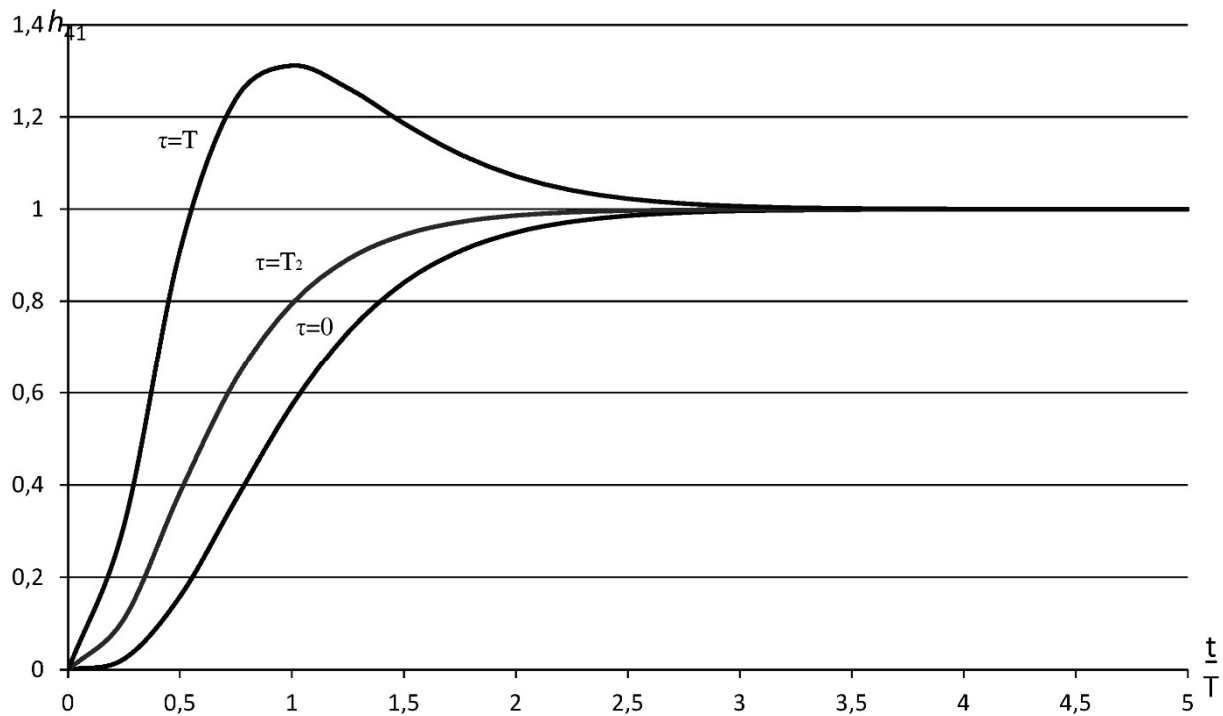


Рисунок 4 – Зависимость h_{41} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена четвертая серия численного эксперимента.

$$T_1 = 0,25T; T_2 = 0,5T.$$

Если $\tau = 0,6T$, то:

$$t_* = 0,9942512; t_{\text{экстр}} = 1,4506926T; h_{\text{макс}} = 1,024153398.$$

Если $\tau = 0,7T$, то:

$$t_* = 0,7604282T; t_{\text{экстр}} = 1,2436662T; h_{\text{макс}} = 1,072381705.$$

Если $\tau = 0,8T$, то:

$$t_* = 0,6397535T; t_{\text{экстр}} = 1,1400684T; h_{\text{макс}} = 1,132317102.$$

Если $\tau = 0,9T$, то:

$$t_* = 0,5627849T; t_{\text{экстр}} = 1,0756975T; h_{\text{макс}} = 1,202356901.$$

Если $\tau = T$, то:

$$t_* = 0,508314T; t_{\text{экстр}} = 1,0312293T; h_{\text{макс}} = 1,270075256.$$

По результатам четвертой серии численного эксперимента на рисунках 5 и 6 представлены зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$, $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$ и $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$.

Выводы

Для систем четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции определены переходные характеристики.

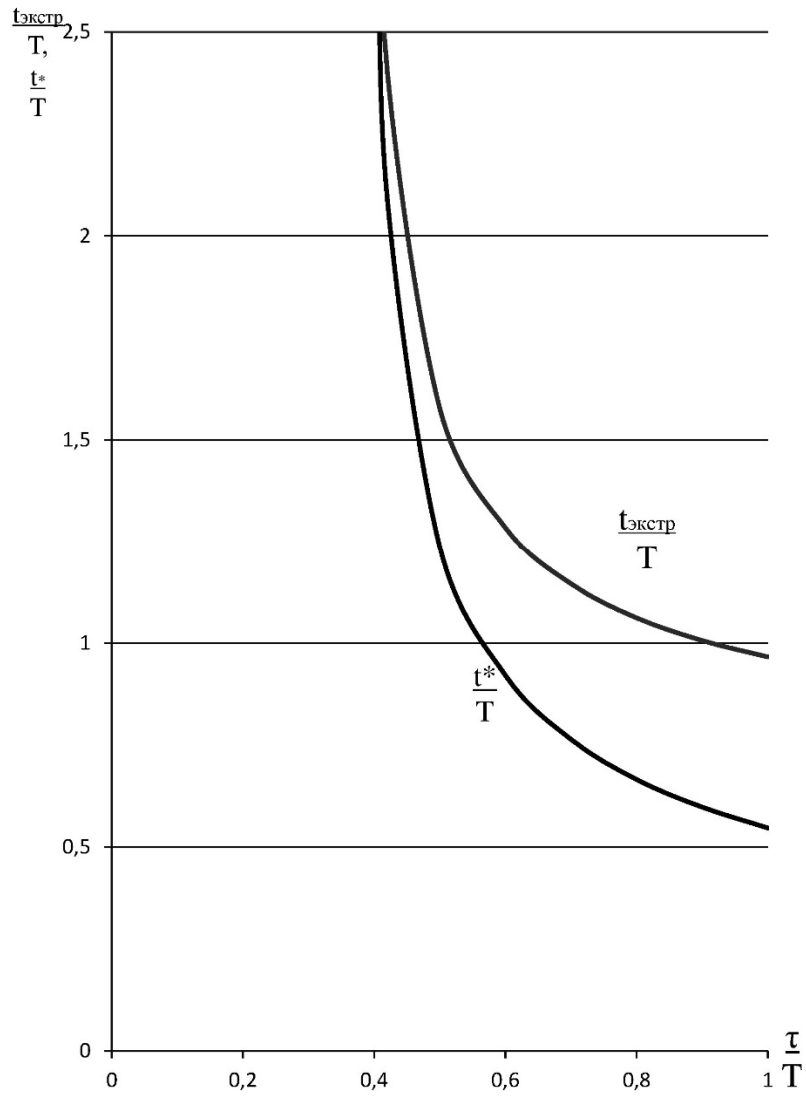


Рисунок 5 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t^*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

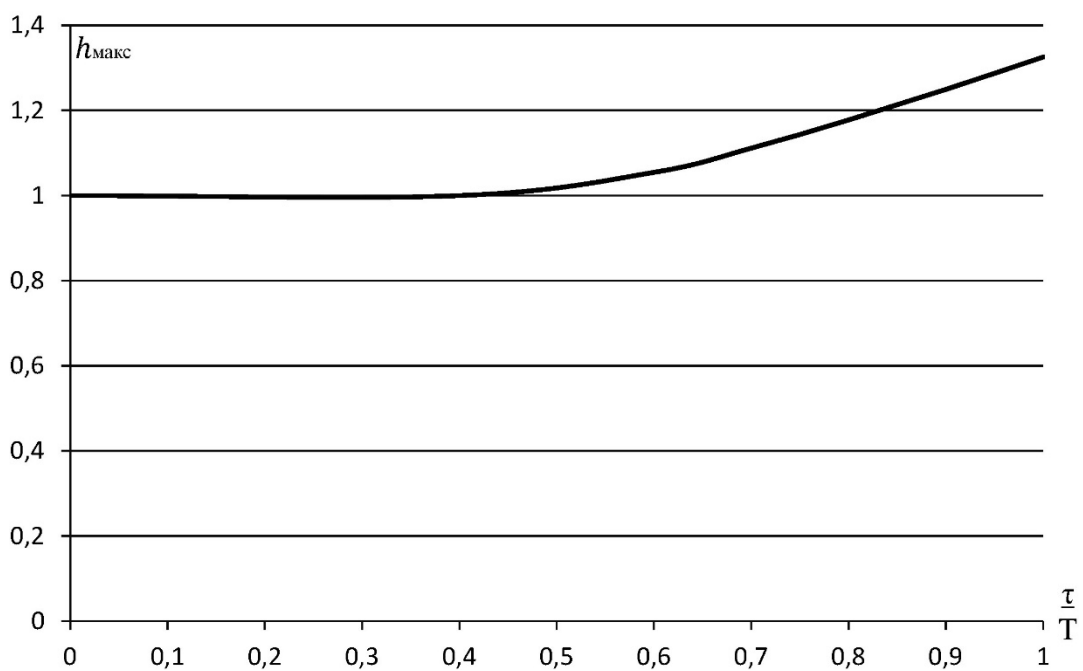


Рисунок 6 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Проведены первый и третий численные эксперименты, на основании которых получены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях t .

Проведен второй и четвертый численные эксперименты. На их основании получены:

- зависимости времени, при которых переходные характеристики исследуемых систем достигают значения равного единице;
- зависимости времени (экстремальные), при которых переходные характеристики достигают максимального значения;
- зависимости максимальных значений переходных характеристик от постоянной времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка и максимальных значений переходных характеристик системы четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка в относительных единицах.

Установлено, что при условии, когда постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка больше или равна большей постоянной времени полинома знаменателя передаточной функции четвертого порядка, переходные характеристики систем четвертого порядка с тремя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени числителя передаточной функции не имеет перерегулирования.

Литература

1. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1.
2. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Щелканов Г.В. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с четырьмя действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3.
3. Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Щелканов Г.В., Чувилин Н.А. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4.

References

1. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with multiple roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1.
2. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Shchelkanov G.V. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with real negative different roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3.
3. Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Shchelkanov G.V., Chuvilin N.A. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with two times and real negative different roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3.

УДК 621.316.925

СОВРЕМЕННАЯ ТЕМПЕРАТУРНАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ



MODERN TEMPERATURE PROTECTION FOR RELAY PROTECTION OF HIGH -VOLTAGE ELECTRIC MOTORS

Беседин Евгений Алексеевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
omega54@mail.ru

Брысаев Денис Олегович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
hamiack@mail.ru

Аннотация. В статье сделан анализ основных ненормальных режимов высоковольтных синхронных и асинхронных электродвигателей. Рассмотрены основные виды релейной защиты, применяемые для защиты высоковольтных электродвигателей. Подробно рассмотрена температурная защита высоковольтного электродвигателя на современной электронной базе. Отмечены основные преимущества рассмотренного устройства температурной защиты электродвигателей.

Ключевые слова: ненормальные режимы электродвигателей, релейная защита высоковольтных электродвигателей, температурная защита высоковольтных электродвигателей, прогнозирование ненормального режима.

Besedin Evgeniy Alexeevich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of the department of power supply
of industrial enterprises,
Kuban state technological university

Brysaev Denis Olegovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The article analyzes the main abnormal modes of high -voltage synchronous and asynchronous electric motors. The main types of relay protection used to protect high-voltage electric motors are considered. The temperature protection of a high- voltage electric motor on a modern electronic basis is considered in detail. The main advantages of the considered device for temperature protection of electric motors are noted.

Keywords: abnormal modes of electric motors , relay protection of high-voltage electric motors , temperature protection of high – voltage electric motors, prediction of abnormal pressure.

К основным видам повреждений для асинхронных и синхронных двигателей относятся многофазные короткие замыкания, замыкания на землю одной фазы и витковые замыкания в одной фазе. Для синхронных электродвигателей, кроме того, опасными являются обрывы в цепях возбуждения, приводящие к асинхронному режиму.

К ненормальным режимам двигателей всех видов относятся сверттоки технологической перегрузки, при понижении напряжения, при обрыве фазы. В синхронном электродвигателе, кроме того, сверттоки возникают при переходе в аварийный режим.

При *многофазных коротких замыканиях* существенно возрастает ток, термическое действие которого ведет к повреждению изоляции всей обмотки, пережогу проводников и выплавлению железа статора электрической дугой.

Однофазное замыкание на землю в сети с глухозаземленной нейтралью является однофазным коротким замыканием и его последствия также опасны, как при многофазных повреждениях. Если же нейтраль системы заземлена через дугогасящие реакторы или изолирована, то опасность такого повреждения проявится лишь при замыкании на землю в другой точке. В этом случае возникает двухфазное короткое замыкание (двойное замыкание на землю).

При *витковых замыканиях в одной фазе* двигателей переменного тока происходит местный перегрев изоляции из-за увеличения тока в замкнувшихся накоротко витках и ее разрушение. Кроме того, дополнительные разрушения вызываются и электрической дугой между замкнувшимися витками. Эти же явления имеют место при витковом замыкании в якоре двигателей постоянного тока.

Обрывы в цепи возбуждения синхронных двигателей сопровождаются значительным увеличением тока статора и переходом в асинхронный режим. Однако такие обрывы чрезвычайно редки и защита от такого повреждения устанавливается только для мощных электродвигателей.

Обрывы в цепи полюсов электродвигателей постоянного тока с параллельным или независимым возбуждением приводят в режиме холостого хода к разному, при котором частота вращения якоря резко увеличивается, и он может разрушиться. Если же на валу двигателя имеется нагрузка, то он остановится. Поскольку в остановленном якоре ЭДС не наводится, то значительно возрастает ток якоря, что может привести к разрушению изоляции.

При *технологических перегрузках*, когда тормозной момент приводимого во вращение механизма превышает длительно допустимое значение, возрастает потребляемый двигателем из сети ток и его термическое действие может разрушить изоляцию.

Такое же явление имеет место при *понижении напряжения* для синхронных, асинхронных двигателей переменного тока и для двигателей постоянного тока (кроме двигателей с последовательным возбуждением). Снижение напряжения уменьшает момент вращения на валу, при этом синхронный двигатель может перейти в асинхронный режим, а для асинхронного двигателя возможно «опрокидывание», т.е. остановка. Возрастающий при этом ток вызывает перегрев двигателей.

При коротком замыкании в цепи, питающей группу электродвигателей, напряжение снижается особенно сильно и двигатели останавливаются. После автоматического отключения поврежденного элемента напряжение восстанавливается и все двигатели переходят в режим самозапуска. В этом режиме электродвигатель потребляет ток, в несколько раз превышающий номинальное значение. При нормальном напряжении этот режим не опасен из-за своей кратковременности. Однако, если в режиме самозапуска всех двигателей суммарный ток будет слишком велик, то из-за увеличенного падения напряжения в сети уровень напряжения окажется значительно ниже номинального, что затягивает и затрудняет процесс самозапуска двигателей и может привести к их перегреву.

Во избежание такой ситуации менее ответственные двигатели, а также двигатели, для которых самозапуск недопустим по технологическим причинам, при снижении напряжения следует отключать.

Обрыв фазы чаще всего имеет место при перегорании предохранителя в одной фазе. При этом уменьшается вращающий момент на валу и увеличивается ток статора. Защита от этого режима осуществляется, как правило, защитой от перегрузки.

Релейная защита электродвигателей напряжением 1000 В должна правильно реагировать на внутренние повреждения электродвигателя и на опасные для него ненормальные режимы. Необходимо, чтобы электродвигатели не отключались защитой при ненормальных режимах, не грозящих повреждением электродвигателя или приводимого им механизма, и не опасных для питающей сети.

Защиту электродвигателей необходимо выполнять возможно более простой, что повышает ее надежность. Требование надежности для защиты электродвигателей напряжением выше 1000 В особенно важно, так как отказ основной защиты даже при надежном действии защиты, установленной на следующем участке, обычно приводит к серьезным разрушениям, требующим длительного ремонта или полной замены электродвигателя. Поэтому следующим основным требованием к защите от многофазных коротких замыканий (к.з.) в электродвигателе является быстрота действия, вследствие чего данная защита выполняется без выдержки времени.

Чувствительность этой защиты принято оценивать коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$ из отношения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (1)$$

где $I_{\text{к.з.мин}}$ – ток двухфазного к.з. на выводах обмотки статора в минимальном режиме питающей сети; $I_{\text{с.з.}}$ – первичный ток срабатывания защиты.

Чувствительность защиты электродвигателя от многофазных к.з. считается достаточной при условии, если коэффициент чувствительности находится в пределах

$$k_u \geq 2. \quad (2)$$

Защиту от однофазных замыканий на землю по приведенным ранее соображениям целесообразно устанавливать только в том случае, если значение тока замыкания на землю в сети, питающей электродвигатель, превышает 5 А. В небольших сетях, например, в сетях собственных нужд электростанций, а также и в протяженных сетях, где емкостные токи при однофазных замыканиях на землю достаточно точно скомпенсированы токами дугогасящих реакторов, значение остаточного тока не превышает 5 А.

С целью упрощения на электродвигателях мощностью 2000 кВт и менее ПУЭ обязывают устанавливать защиту от замыкания на землю, если ток замыкания на землю достигает 10 А и более. Ток срабатывания этой защиты для электродвигателей до 2000 кВт включительно должен быть около 10 А.

Допускается иметь первичные токи срабатывания и меньшей величины, если это не вызывает усложнения защиты.

Требование быстрого действия не является решающим для данной защиты, поскольку токи однофазного замыкания на землю малы. Поэтому допустимо вводить в защиту выдержку времени 1–2 с, если без этого нельзя получить необходимую чувствительность защиты.

Двойные замыкания на землю, сопровождающиеся прохождением больших токов, опасны, как и многофазные к.з., и должны отключаться защитой без выдержки времени, если одно из мест повреждения находится в электродвигателе. Защита электродвигателя от многофазных к.з. при этом может обеспечить работу без выдержки времени только в тех случаях, когда чувствительность ее достаточна и замыкание на землю в электродвигателе произошло на одной из тех фаз, на которых установлены трансформаторы тока защиты (обычно фазы А и С).

Поэтому целесообразно возложить функции отключения электродвигателя при двойных замыканиях на землю на защиту электродвигателя от однофазных замыканий на землю, которая при двойных замыканиях на землю, связанных с электродвигателем, будет действовать с достаточно высокой чувствительностью.

В тех случаях, когда защита от однофазных замыканий на землю имеет выдержку времени, для защиты от двойных замыканий на землю необходимо установить дополнительно реле тока, имеющее ток срабатывания около 50–100 А, действующее без дополнительной выдержки времени.

Если защита от однофазных замыканий на землю при малых токах замыкания на землю не установлена, то защита от многофазных к.з. электродвигателей мощностью 2000 кВт и более, в качестве которой используется отсечка (а при установке дифференциальной защиты независимо от мощности двигателя) для надежного действия при двойных замыканиях на землю в разных точках, в соответствии с ПУЭ должна иметь

Правилами устройства электроустановок не предусматривается установка защиты электродвигателей напряжением выше 1000 В от витковых замыканий в одной фазе обмотки статора, так как в настоящее время нет простых способов выполнения такой защиты. Этот вид повреждения обычно сопровождается замыканием на землю или переходит в многофазное к.з., после чего действует защита от однофазных замыканий на землю или защита от многофазных к.з.

Правилами устройства электроустановок не предусматриваются также защиты от повреждений в цепях возбуждения. Однако для крупных синхронных электродвигателей необходима защита от обрыва цепи возбуждения. Применение ее нужно считать особо полезным в связи с тем, что при выходе электродвигателя из синхронизма, вызванном обрывом цепи возбуждения, защита от асинхронного режима, выполненная по любой схеме, обычно отказывает.

Появление замыканий на землю в цепях возбуждения синхронных электродвигателей должно предотвращаться периодическими проверками состояния изоляции цепей возбуждения.

Основным видом ненормального режима для электродвигателей является перегрузка током. Поэтому на электродвигателях, подверженных перегрузкам, должна

устанавливается токовая защита, которая с выдержкой времени при длительной перегрузке будет действовать на сигнал или на отключение электродвигателя. Если позволяют условия, целесообразно осуществлять действие этой защиты на разгрузку приводимого механизма.

Ненормальным режимом для электродвигателя является также исчезновение или длительное снижение напряжения. В тех случаях, когда самозапуск электродвигателя не обязателен, то по технологическим соображениям, по условиям безопасности персонала или для ограничения суммарного тока самозапуска бывает целесообразна установка минимальной защиты напряжения, отключающей электродвигатель при исчезновении или снижении напряжения.

Синхронные электродвигатели напряжением выше 1000 В при значительных длительных (более 0,5 с) снижениях напряжения или перегрузках могут выйти из синхронизма. Синхронные электродвигатели не рассчитаны на длительный асинхронный режим и должны иметь защиту от него, действующую на восстановление нормального синхронного режима или на отключение.

Одним из перспективных решений защиты высоковольтных электродвигателей является температурная защита, приведенная в [3, 4]. Более подробно рассмотрим устройство температурной защиты, приведенное в [3]. Указанное устройство относится к области релейной защиты, а более конкретно к системе защиты, реагирующей на отклонения от нормальной температуры, и может быть использовано для защиты электродвигателей от перегрузки.

На рисунке 1 представлена структурная схема устройства; на рисунке 2 – пусковой орган устройства; на рисунке 3 – диаграмма нагрева электродвигателя.

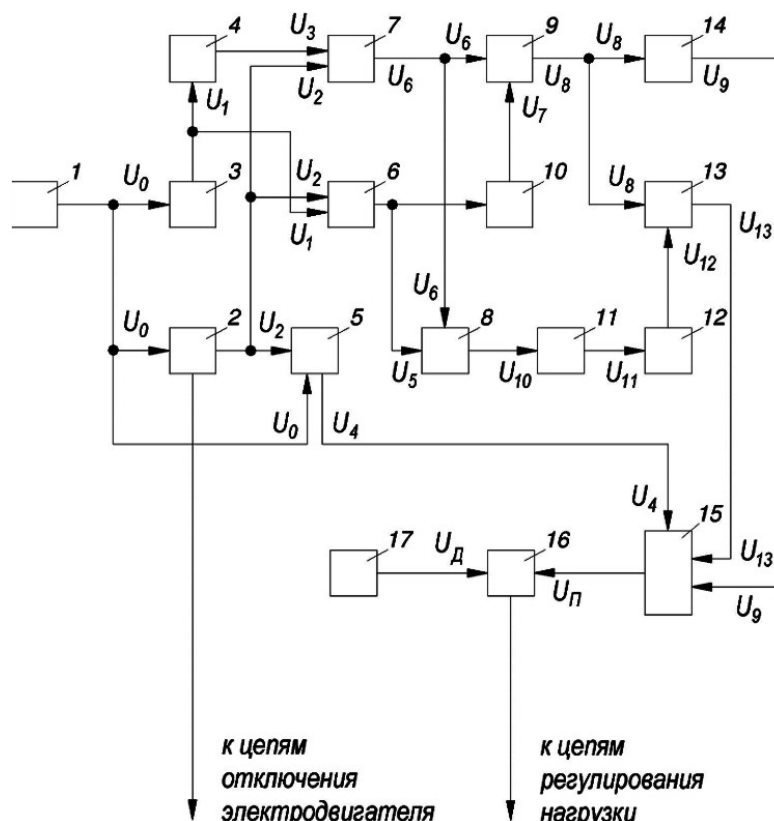


Рисунок 1 – Структурная схема устройства температурной защиты электродвигателя

Устройство содержит датчик 1 (рис. 1) нагрева обмоток, выход которого подключен к входу пускового органа 2 и первого блока 3 дифференцирования, выход которого подключен к входу второго блока 4 дифференцирования. Выход пускового органа 2 соединен с вторыми входами первого, второго, третьего блоков 5–7 стробирования, выход третьего блока 7 стробирования подключен к первым входам первого и второго блоков

8 и 9 деления, к входу второго блока 9 деления подключен выход квадратичного преобразователя 10. Выход первого блока 8 деления через последовательно соединенные пропорциональный преобразователь 11 и функциональный преобразователь 12 соединен с первым входом блока 13 умножения, второй вход которого соединен с выходом второго блока 9 деления и входом инвертора 14, выходы блока 13 умножения и инвертора 14 подключены соответственно к второму и третьему входам сумматора 15, к первому входу которого подключен выход первого блока 5 стробирования. Выход сумматора 15 соединен с первым входом элемента 16 сравнения, к второму входу которого подключен задатчик 17 максимально допустимого нагрева.

Пусковой орган 2 (рис. 2) включает в себя два термореле 18 и 19 с разными уставками срабатывания.

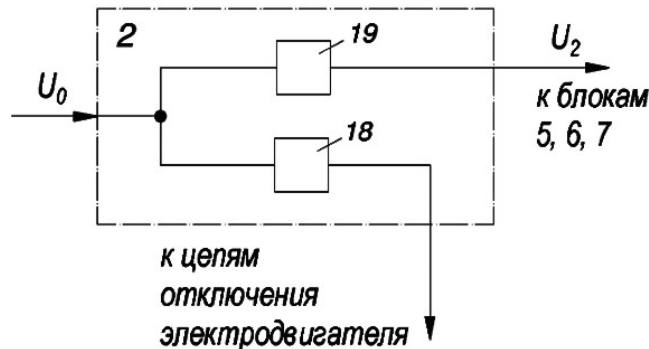


Рисунок 2 – Структурная схема пускового органа устройства температурной защиты

Термореле 18 реагирует на превышение максимально допустимой температуры нагрева обмотки электродвигателя, а термореле 19 реагирует на температуру, меньшую максимально допустимой. Блоки 5–7 стробирования выполняются на базе электронных ключей. Функциональный преобразователь 12 известных устройств предназначен для получения сигнала в экспоненциальной форме.

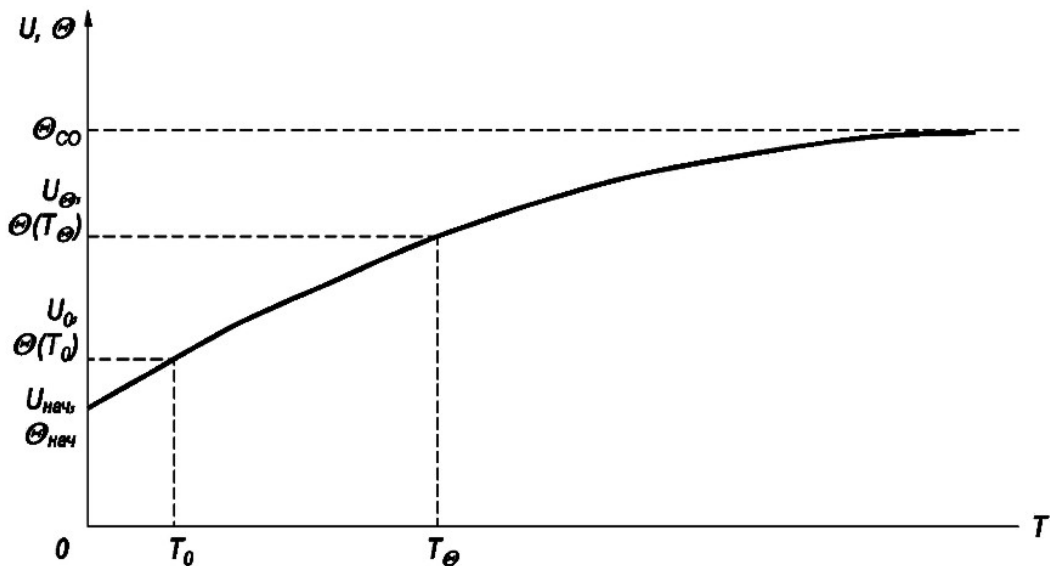


Рисунок 3 – Диаграмма нагрева электродвигателя

Устройство работает следующим образом.

С выхода датчика 1 нагрева обмотки электродвигателя (рис. 1) сигнал U_0 , пропорциональный температуре нагрева обмотки электродвигателя, поступает в пусковой орган 2, первый блок 3 дифференцирования и первый блок 5 стробирования. В блоке 3 сигнал U_0 дифференцируется, на выходе блока 3 появляется сигнал $U_1 = U'_0$, который

затем разветвляется во второй блок 4 дифференцирования и на первый вход второго блока 6 стробирования. Пусковой орган 2 (рис. 2) функционирует в зависимости от величины сигнала U_0 .

В случае, когда $U_0 > U_d$ (U_d – сигнал, пропорциональный максимально допустимой температуре нагрева обмотки электродвигателя), срабатывает термореле 18, подающее команду на отключение электродвигателя от сети.

В случае, когда $U_{ном} < U_0 < U_d$ ($U_{ном}$ – сигнал, пропорциональный номинальной температуре нагрева обмотки электродвигателя), срабатывает термореле 19 (рис. 2). Этому режиму соответствует момент времени T_0 (рис. 3). Выход термореле 19 связан с вторыми входами блоков 5–7 стробирования. При его срабатывании на указанные входы блоков 5–7 поступает управляющий сигнал U_2 , который запускает их. Кроме того, на первый вход третьего блока стробирования поступает сигнал $U_3 = U_0''$.

Стробирование сигналов U_0 , U_1 и U_3 происходит в момент времени T_0 . В результате стробирования на выходе блока 5 появляется сигнал $U_4 = U_0(T_0)$, на выходе блока 6 появляется сигнал $U_5 = U_0'(T_0)$, на выходе блока 7 появляется сигнал $U_6 = U_0''(T_0)$. Сигнал U_5 в квадратичном преобразователе умножается сам на себя. В результате этого на выходе квадратического преобразователя 10 формируется сигнал $U_7 = [U_0'(T_0)]^2$. Во втором делителе 9 сигнал U_7 делится на сигнал U_6 , в результате чего на выходе делителя 9 появляется сигнал $U_8 = [U_0'(T_0)]^2 / [U_0''(T_0)]$. В первом делителе 8 сигнал U_6 делится на сигнал U_5 , в конечном итоге получается сигнал $U_{10} = [U_0''(T_0)] / [U_0'(T_0)]$, который затем умножается в K – раз в пропорциональном преобразователе 11. Здесь K – постоянная величина, зависящая от настройки устройства. С выхода пропорционального преобразователя 11 сигнал $U_{11} = K U_{10}$ поступает в функциональный преобразователь 12, где он приводится в экспоненциальной форме и приобретает вид $U_{12} = \exp[K U_{10}]$. Сигналы U_8 и U_{12} перемножаются в блоке 13, на выходе которого формируется сигнал:

$$U_{13} = \frac{[U_0'(T_0)]^2}{U_0''(T_0)} \cdot \exp\left[K \cdot \frac{U_0''(T_0)}{U_0'(T_0)}\right]. \quad (3)$$

Кроме того, сигнал U_8 при прохождении через инвертор 14 заменяет знак, т.е. сигнал на выходе инвертора $U_9 = -U_8$. Сигналы U_4 , U_9 , U_{13} складываются между собой в сумматоре 15. Результирующий сигнал:

$$U_n = U_0(T_0) - \frac{[U_0'(T_0)]^2}{U_0''(T_0)} + \frac{[U_0'(T_0)]^2}{U_0''(T_0)} \cdot \exp\left[K \cdot \frac{U_0''(T_0)}{U_0'(T_0)}\right], \quad (4)$$

сравнивается в элементе 16 с сигналом U_d , задаваемом в задатчике 17 максимально допустимого нагрева. В случае выполнения условия $U_n > U_d$ на выходе элемента 16 сравнения появляется сигнал U_{14} , управляющий цепями регулирования нагрузки. При этом происходит разгрузка электродвигателя. В случае $U_n \leq U_d$ разгрузка электродвигателя не происходит. Формирование сигнала U_n позволяет прогнозировать температуру нагрева обмотки электродвигателя, которая может наступить в результате его перегрузки, что позволяет принять необходимые меры по облегчению режима работы электродвигателя заранее, не дожидаясь наступления перегрева последнего. В случае,

когда сброс нагрузки не ограничивает нагрев электродвигателя, после превышения максимально допустимой температуры обмотки электродвигателя, срабатывает термореле 18, с выхода которого к цепям подключения электродвигателя поступает сигнал на отключение последнего от сети.

Данное устройство позволяет осуществить возможность прогнозирования температуры нагрева обмотки электродвигателя от перегрузки, основанная на учете температуры нагрева непосредственно. Это позволяет существенно повысить надежность и точность защиты электродвигателя, что является техническим преимуществом предлагаемого устройства по сравнению с известными решениями.

Кроме того, улучшается режим работы технологического оборудования, приводимого электродвигателем, и увеличивается срок службы изоляции электродвигателя, а значит, и самого электродвигателя в целом.

Литература

1. Корогодский В.И., Кужеков С.Л., Паперно Л.Б. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 248 с.
2. Фигурнов Е.П. Релейная защита : учебник для вузов ж.-д. трансп. – М. : Желдориздат, 2002. – 720 с.
3. А.С. 1372449 СССР Н 02 Н 5/04. Устройство для температурной защиты электродвигателя / Б.А. Коробейников, А.И. Ищенко, Е.А. Беседин, А.М. Смаглиев и Е.И. Гарькуша. – № 4108511/24-07. – Заявл. 17.06.86. – Оpubл. 07.02.88. – Бюл. № 5.
4. А.С. 1474783 СССР Н 02 Н 5/04. Устройство для температурной защиты электродвигателя / Б.А. Коробейников, С.В. Щербин, А.И. Ищенко, Е.А. Беседин и А.М. Смаглиев. – № 4286650/24-07. – Заявл. 20.07.87. – Оpubл. 23.04.89. – Бюл. № 15.

References

1. Korogodsky V.I., Kuzhekov S.L., Paperno L.B. Relay protection of electric motors with a voltage higher than 1 kV. – M. : Energoatomiz-DAT, 1987. – 248 p.
2. Figurnov E.P. Relay protection : Textbook for universities W.– Di. transposition. – M. : Jeldorado, 2002. – 720 p.
3. A.S. 1372449 USSR N 02 H 5/04. Device for temperature protection of the electric motor / B.A. Korobeynikov, A.I. Ishchenko, E.A. Besedin, A.M. Smagliev And E.I. Garkusha. – Number 4108511/24-07. – Declared. 17.06.86. – Publ. 07.02.88. – Bull № 5.
4. A.S. 1474783 USSR N 02 H 5/04. Device for temperature protection of the electric motor / B.A. Korobeynikov, S.V. Shcherbin, A.I. Ishchenko, E.A. Besedin and A.M. Smagliev. Number 4286650/24-07. – Declared. 20.07.87. – Publ. 23.04.89. – Bull № 15.

УДК.621.311:681.5

**СТРУКТУРНАЯ СХЕМА И ПРИНЦИП РАБОТЫ
ОРГАНА КОНТРОЛЯ РЕЖИМА УСТРОЙСТВА
БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕГО АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВА**



**BLOCK DIAGRAM AND PRINCIPLE OF OPERATION OF THE ON CONTROL
MODE OF THE DEVICE A FAST-ACTING AUTOMATIC TRANSFER SWITCH**

Беседин Евгений Алексеевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
omega54@mail.ru

Горгоцкий Илья Викторович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
lasta1993@mail.ru

Сясько Олег Васильевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
oleg-syasko@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные проблемы обеспечения эффективной работы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Отдельно подробно рассмотрена работа и принцип работы органа контроля режима системы быстродействующего автоматического включения резерва в нормальном режиме, при коротком замыкании на шинах распреустройства и за его пределами, а также при самозапуске асинхронных электродвигателей. Приведены диаграммы сигналов органа контроля режима в вышеуказанных режимах, поясняющие его работу. Сделаны выводы об эффективности работы органа контроля режима системы.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика электроэнергетических систем, быстродействующее автоматическое включение резерва, орган контроля режима системы, нормальный режим, режим короткого замыкания, режим самозапуска электродвигателей.

Besedin Evgeniy Alexeevich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of the department of power supply
of industrial enterprises,
Kuban state technological university

Gorgotskiy Ilya Victorovich

Student,
Kuban state technological university

Syasko Oleg Vasilievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The article deals with the main problems of ensuring the effective operation of emergency automation of electric power systems. Separately detail the working and operation of on mode control system high speed automatic transfer switch in normal mode, if a short circuit on the tires switchgear and beyond, and also in the self-starting of induction motors. Diagrams of signals of the mode control body in the above modes are given, explaining its operation. Conclusions are made about the effectiveness of the system mode control body.

Keywords: emergency automation of electric power systems, high-speed automatic activation of the reserve, the control body of the system mode, normal mode, short-circuit mode, self-starting mode of electric motors.

Автоматическое управление в энергосистемах стало применяться с момента их возникновения, и в настоящее время устройства автоматики энергосистем могут рассматриваться как родоначальники всех устройств электроавтоматики. Однако первоначально автоматические устройства применялись в энергетике главным образом для выполнения функций защиты тех или иных элементов от действия сверхтоков, возникающих в момент повреждения. Процессы, возникающие при этом – это электромагнитные переходные процессы, а автоматические устройства, предназначенные для защиты от влияния этих процессов – это устройства релейной защиты [1].

Параллельно с развитием релейной защиты энергосистем в них начала развиваться и другая ветвь автоматики с иными задачами. Первоначально эти задачи не отличались от задач автоматики в других областях техники и состояли в помощи

персоналу при выполнении трудоемких и рутинных работ. За тем возникли задачи, где, как и в релейной защите, потребовалась более высокая скорость реакции, недоступная человеку. В число этих задач входили, в частности задачи автоматического повторного включения (АПВ) линий электропередачи и задачи автоматического ввода резерва (АВР), т.е. то, что теперь иногда называют линейной или сетевой автоматикой. Далее число этих задач продолжало расти, что и привело к появлению другой самостоятельной дисциплины – системной автоматики.

Релейная защита и системная автоматика – это два вида автоматического управления в энергосистемах, взаимосвязанных и взаимодополняющих друг друга. Во многих случаях для них применяется и одинаковая аппаратура. Однако между ними имеются отличия. Первое из них состоит в том, что для системной автоматики, как правило, определяющими являются не столько электромагнитные, сколько электромеханические переходные процессы, т.е. процессы, связанные с относительным движением роторов синхронных машин во время и после аварии, к которым в настоящее время добавились процессы так называемой длительной динамики, происходящие со значительным (в несколько герц) изменением абсолютного движения (частоты вращения) синхронных генераторов.

Второе отличие системной автоматики состоит в том, что если действие устройств релейной защиты носит достаточно локальный характер, ограниченный одним или несколькими присоединениями, и лишь затяжка в отключении КЗ или возникновение каскадных возмущений может привести к дальнейшему развитию аварии, то системной автоматике присущ чаще всего глобальный характер действия и влияния на энергосистему с охватом большего числа присоединений и достаточно большого района энергосистемы. Причем действие этой автоматики тесно связано с режимом работы энергосистемы или ее части и оказывает свое влияние на этот режим.

В настоящее время сложилось отчетливое представление о составе устройств, объединяемых понятием системной автоматики. Кроме линейной (сетевой) автоматики, к их числу относят также устройства автоматики нормального режима и противоаварийной автоматики. Автоматика нормального режима – это обычно (за некоторыми исключениями) достаточно медленная автоматика, предназначенная в основном для помощи оперативному персоналу. Ее влияние на процессы при авариях в энергосистеме ограничено и сказывается главным образом на послеаварийном режиме. Противоаварийная автоматика, напротив, должна обладать большим быстродействием при интенсивном воздействии на процессы при авариях в энергосистемах и послеаварийном режиме, приближаясь в этом смысле к релейной защите.

Характерной для противоаварийной автоматики (ПА) является ее тесная связь с режимом работ энергосистем, благодаря чему ее часто называют противоаварийной режимной автоматикой. Первые устройства ПА были внедрены в энергосистемы еще в 30-х годах 20 века; однако наибольший размах работа в этой области получила, начиная с 50-х годов 20 века, в период создания и освоения в СССР магистральных линий связи с ГЭС Волжско-Камского каскада и других крупнейших электростанций. Сейчас сложилось уже традиционное представление о следующих задачах противоаварийной автоматики: автоматическое предотвращение нарушений устойчивости (АПНУ), называемое также автоматическим управлением мощностью для сохранения устойчивости (АУМСУ); автоматическая ликвидация (прекращение) асинхронного режима (АЛАР); автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ); автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН); автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ) и автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН). При этом функция АОПН обычно носит характер, близкий к функциям релейной защиты, и соответствующие устройства часто называют устройствами защиты от повышения напряжения [2].

В настоящее время все более широкое применение находят устройства быстродействующего автоматического включения резерва, примерами которых могут служить устройства, приведенные в [3, 4]. Для повышения быстродействия срабатывания этих устройств параллельно секционному выключателю подключен тиристорный коммутатор, который первым срабатывает и подключает аварийный участок сети к резервному источнику питания. Через короткое время срабатывает и секционный выключатель, а тиристорный коммутатор отключается в бестоковую паузу.

Для того, чтобы данное устройство эффективно работало, необходимо, чтобы устройство БАР срабатывало в необходимых случаях и блокировалось в тех случаях, когда срабатывание данного устройства недопустимо из-за возможности выхода из строя и резервного источника, наряду с основным.

В устройстве [3] эту функцию выполняет орган контроля режима системы. Структурная схема данного устройства приведена на рисунке 1.

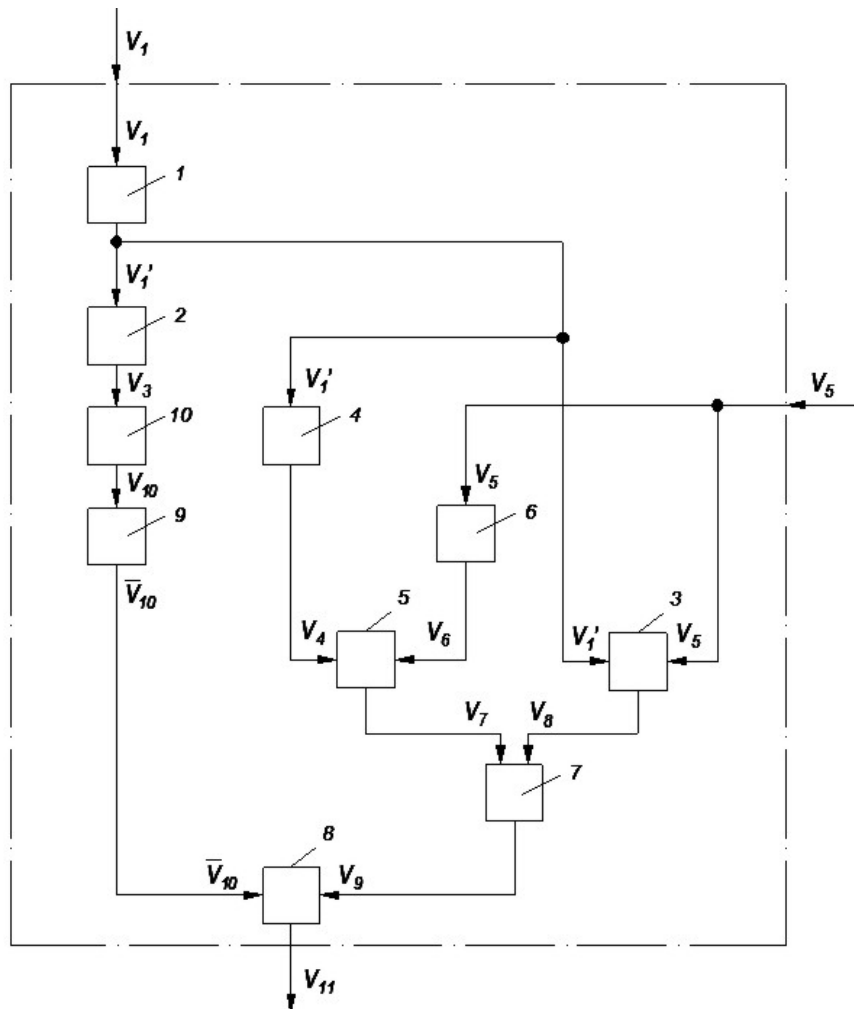


Рисунок 1 – Структурная схема органа контроля режима системы

Он содержит дифференциатор 1, вход которого одновременно является первым входом органа контроля режима системы, а выход соединен с входом порогового элемента 2, первым входом первого логического элемента И 3 и через первый логический элемент НЕ 4 с первым входом второго логического элемента И 5. Второй вход первого логического элемента И 3 является вторым входом органа контроля режима системы и через второй логический элемент НЕ 6 связан с вторым входом второго логического элемента И 5. При этом выходы первого 3 и второго 5 логических элементов И соединены соответственно с первым и вторым входами логического элемента ИЛИ 7. Выход последнего соединен с вторым входом третьего логического элемента И 8, выход которого одновременно является выходом органа контроля режима системы, а первый вход, соединен с выходом второго логического элемента НЕ 4. Вход третьего логического элемента НЕ 9 соединен с выходом одновибратора 10, вход которого соединен с выходом четвертого порогового элемента 2.

Рассмотрим работу органа контроля режима системы одной секции шин. Сигнал V_1 от органа контроля снижения напряжения устройства подается на первый вход органа контроля режима системы, на второй вход которого поступает сигнал V_5 с выхода

органа контроля направления мощности устройства. В нормальном режиме изменение сигнала V_1 отсутствует и отсутствует сигнал V_5 , так как направление мощности – от источника к потребителю. При неизменном сигнале V_1 на выходе дифференциатора 1 сигнал V_1' равен нулю. Поэтому, на выходе первого логического элемента И 3 сигнал V_8 отсутствует. При этом на выходах первого 4 и второго 6 логических элементов НЕ имеют место сигналы V_4 и V_6 . Следовательно, на выходе второго логического элемента И 5 присутствует сигнал V_7 (рисунок 2а, б, г, д, е при $t < t_0$, где 14 – зависимость изменения во времени сигнала V_1' ; 15 – уровень порогового сигнала V_{n3} порогового элемента 2; 19 – зависимость изменения во времени сигнала V_5 ; 23 – зависимость изменения во времени сигнала V_7 в нормальном режиме). При этом на выходе логического элемента ИЛИ 7 появляется сигнал V_9 (рисунок 2ж при $t < t_0$, где 25 – зависимость изменения во времени сигнала V_9 в нормальном режиме). На выходе порогового элемента 2 сигнал V_3 отсутствует, так как данный пороговый элемент срабатывает при отрицательных значениях сигнала V_1' , когда $|V_1'| > |V_{n3}|$. На выходе одновибратора 10 сигнал V_{10} также отсутствует, а на выходе третьего логического элемента НЕ 9 сигнал \bar{V}_{10} имеет место. При одновременном наличии сигналов \bar{V}_{10} и V_9 на выходе третьего логического элемента И 8 имеет место сигнал V_{11} (рисунок 2в, з при $t < t_0$, где 17 – зависимость изменения во времени сигнала \bar{V}_{10} ; 27 – зависимость изменения во времени сигнала V_{11} в нормальном режиме).

При аварийном режиме, при коротком замыкании в точке, лежащей вне устройства, ток через трансформатор тока на вводе распреустройства изменяет свое направление на противоположное в связи с подпиткой точки короткого замыкания асинхронными двигателями, подключенными к шинам распреустройства. Одновременно по экспоненциальному закону снижается и сигнал V_1 . Дифференциатор 2 выполнен инвертирующим, поэтому на его выходе появляется положительный сигнал V_1' . На выходе органа направления мощности устройства появляется сигнал V_5 (рисунок 2а. б, в, г при $t > t_0$, где 16 – зависимость изменения во времени сигнала V_1' ; 20 – зависимость изменения во времени сигнала V_5 в аварийном режиме). При этом сигналы V_4 и V_6 отсутствуют, и на выходе второго логического элемента И 5 сигнал V_7 также отсутствует. Однако на выходе первого логического элемента И 3 сигнал V_8 имеет место (рисунок 2д, е при $t > t_0$, где 22 – зависимость изменения во времени сигнала V_8 ; 24 – зависимость изменения во времени сигнала V_7 в аварийном режиме). Следовательно, присутствует сигнал V_9 на выходе логического элемента ИЛИ 7 (рисунок 2ж, при $t > t_0$, где 26 – зависимость изменения во времени сигнала V_9 в аварийном режиме). Сигнал V_3 на выходе порогового элемента 2 отсутствует, так как сигнал V_1' положительный. Поэтому отсутствует сигнал V_{10} на выходе одновибратора 10, а на выходе третьего логического элемента НЕ 9 сигнал V_{10} имеет место (рисунок 2в при $t > t_0$, где 18 – зависимость изменения во времени сигнала \bar{V}_{10} в аварийном режиме). Следовательно, при коротком замыкании в точке, лежащей за пределами распреустройства, на выходе третьего логического элемента И 8 имеет место сигнал V_{11} (рисунок 2з при $t > t_0$, где 28 – зависимость изменения во времени сигнала V_{11} в аварийном режиме).

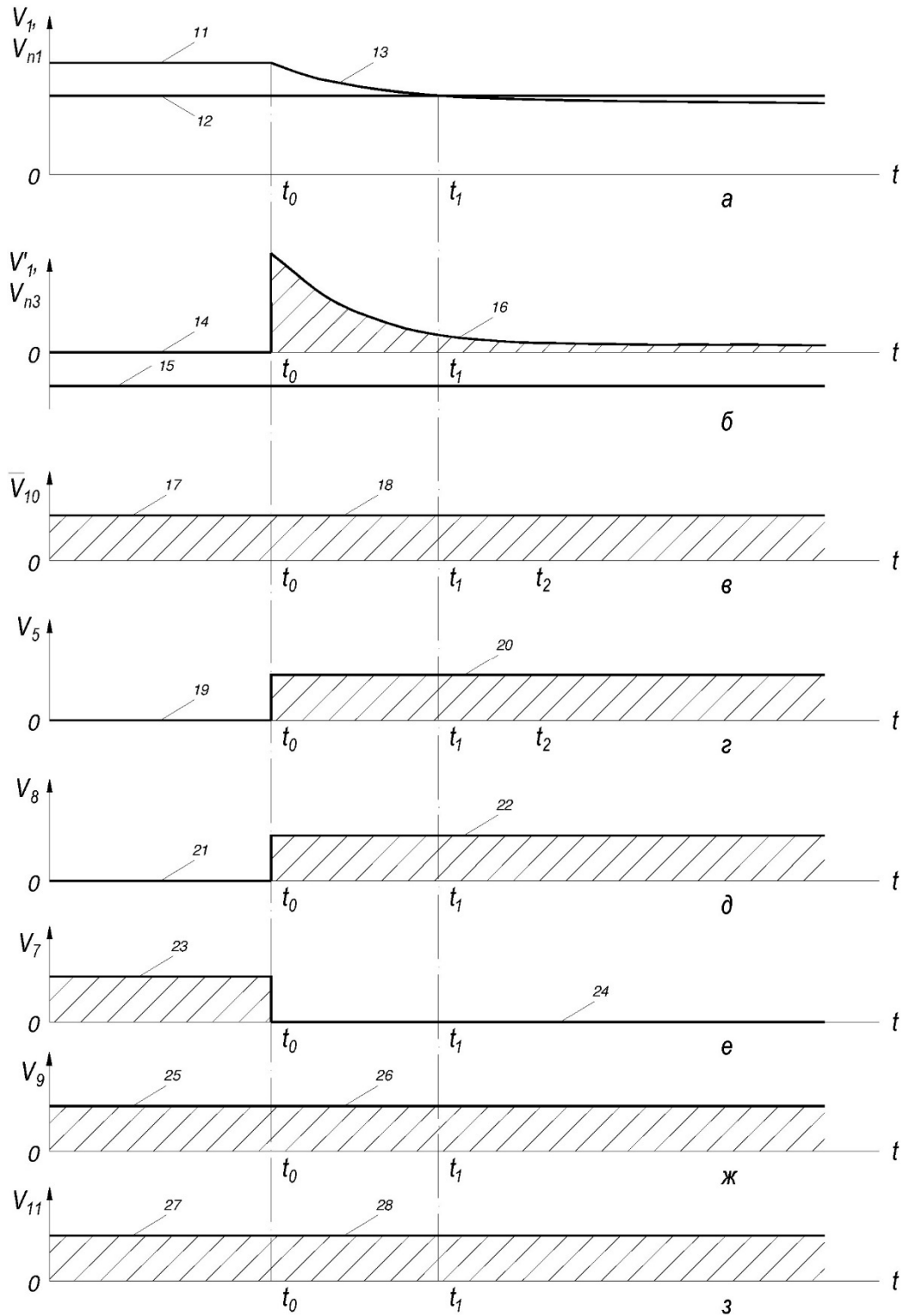


Рисунок 2 – Временные диаграммы сигналов органа контроля режима системы в нормальном режиме и при коротком замыкании в точке за пределами распределустройства

При коротком замыкании на секции шин распределустройства работа блоков 1, 2, 4, 9 и 10 и временные диаграммы сигналов V_1 , V'_1 , V_3 , V_{10} , \bar{V}_{10} аналогичны режиму короткого замыкания в точке, расположенной за пределами распределустройства. Однако ток в точке замыкания на секции шин распределустройства складывается из тока от системы электроснабжения и тока подпитки асинхронных двигателей. При этом ток через трансформатор тока на вводе распределустройства направлен от системы к секции шин, поэтому на выходе органа направления мощности сигнал V_5 в этом режиме отсутствует.

На выходе второго логического элемента НЕ 6 имеет место сигнал V_6 , однако сигнал V_4 на выходе первого логического элемента НЕ 4 отсутствует как и при коротком замыкании в точке за пределами распрестройства. Поэтому отсутствует и сигнал V_7 на выходе второго логического элемента И 5. Кроме того, из-за отсутствия сигнала V_5 не будет сигнала V_8 на выходе четвертого логического элемента И 40. Следовательно, будут отсутствовать сигналы V_9 на выходе логического элемента ИЛИ 7 и V_{11} на выходе третьего логического элемента И 8.

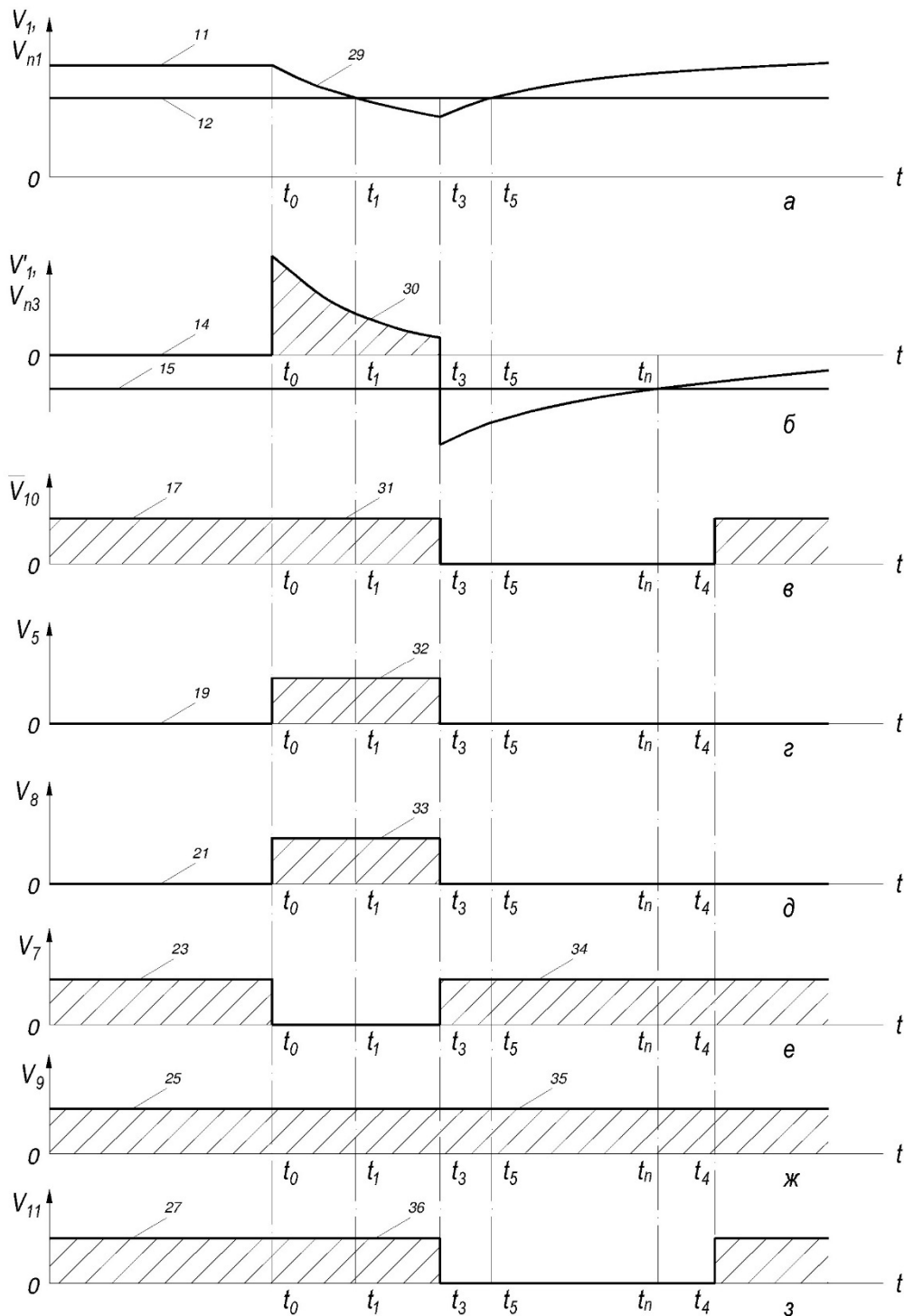


Рисунок 3 – Временные диаграммы сигналов органа контроля режима системы в условиях успешного самозапуска электродвигателей

Рассмотрим работу органа контроля режима системы в режиме самозапуска электродвигателей при кратковременных снижениях напряжения. Этот процесс состоит из двух этапов – снижения напряжения и последующего его нарастания. На первом этапе при значительном снижении, либо исчезновении напряжения в сети напряжение на секции шин уменьшается по экспоненциальному закону, так и при коротком замыкании в точке за пределами распреустройства. На этом этапе режим работы органа контроля режима системы и его временные диаграммы аналогичны режиму работы и временным диаграммам при коротком замыкании в точке за пределами распреустройства (рисунок 3а – з при $t_0 < t < t_3$, где 29 – зависимость изменения во времени сигнала V_1 ; 30 – зависимость изменения во времени сигнала V_1' ; 31 – зависимость изменения во времени сигнала \bar{V}_{10} ; 32 – зависимость изменения во времени сигнала V_5 ; 33 – зависимость изменения во времени сигнала V_8 ; 34 – зависимость изменения во времени сигнала V_7 ; 35 – зависимость изменения во времени сигнала V_9 ; 36 – зависимость изменения во времени сигнала V_{11} в режиме самозапуска). При восстановлении в момент времени t_3 напряжения в сети на секции 3 шин оно нарастает не скачком, а по экспоненциальному закону. При этом по экспоненциальному закону нарастает и сигнал V_1 (рисунок 3а при $t > t_3$). Это ведет к изменению знака сигнала V_1' на противоположный (рисунок 3б при $t > t_3$). Сигнал V_5 при $t > t_3$ также отсутствует, так как на втором этапе самозапуска происходит потребление энергии из сети (рисунок 3г при $t > t_3$). Следовательно, на выходе первого логического элемента И 3 при отсутствии сигнала V_5 и отрицательном сигнале V_1' (что соответствует логическому нулю) сигнал V_8 отсутствует (рисунок 3д при $t > t_3$). Однако имеют место сигналы V_4 и V_6 на выходах первого 4 и второго 6 логических элементов НЕ соответственно. Поэтому будут иметь место сигналы V_7 на выходе второго логического элемента И 5 и V_9 на выходе логического элемента ИЛИ 7 (рисунок 3е, ж при $t > t_0$). При этом появление сигнала V_{11} на выходе третьего логического элемента И 8 зависит от появления сигнала \bar{V}_{10} . При возможности успешного самозапуска уровень сигнала V_1' в отрицательной области в момент времени t_3 превышает по модулю пороговый сигнал в пороговом элементе 2. На выходе последнего в этот момент времени появляется сигнал V_3 , который исчезает в момент времени t_n при $|V_1'| < |V_{n3}|$. При значениях сигнала V_1' , близких к значению порогового сигнала V_{n3} , интервал времени $[t_3, t_n]$ очень мал и недостаточен для согласованной работы с другими блоками устройства. Поэтому в одновибраторе 10 импульс сигнала V_3 расширяется до необходимой длительности $[t_3, t_n]$ по заднему фронту, образуя сигнал V_{10} . В третьем логическом элементе НЕ 9 формируется сигнал \bar{V}_{10} , противоположный сигналу V_{10} (рисунок 3в при $t > t_3$), который на интервале времени $[t_3, t_n]$ равен нулю. Поэтому и сигнал V_{11} на выходе третьего логического элемента 8 на этом же интервале времени отсутствует (рисунок 3з при $t > t_3$).

В случае, если скорость нарастания напряжения при самозапуске меньше допустимой, возможны перегрев и выход из строя силового оборудования. Величина порогового сигнала выбирается из этих соображений. При неуспешном самозапуске в отрицательной области сигнал $|V_1'| < |V_{n3}|$, поэтому на выходе порогового элемента 2 при $t > t_3$ сигнал V_3 отсутствует, также отсутствует и сигнал V_{10} . Сигнал \bar{V}_{10} имеет место и на выходе третьего логического элемента И 8 при $t > t_3$ присутствует сигнал V_{11} .

Следовательно, данный элемент устройства БАВР позволяет по совокупности входных параметров определять целесообразность включения устройства либо дать запрет на его включение. Это существенно повышает надежность работы БАВР и системы электроснабжения, содержащей данное устройство БАВР. Данное устройство было рекомендовано для центра питания завода режущих инструментов и текстильного комбината.

Литература

1. Барзам А. Б. Системная автоматика. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 4-е изд., перераб. и доп. – 446 с.
2. Автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие для вузов / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; под ред. В.Л. Козиса. и Н.И. Овчаренко. – М. : Энергоиздат, 1981. – 480 с.
3. А.С. 1709462 СССР Н 02 J 9/06. Устройство быстродействующего автоматического включения резерва / Б.А. Коробейников, А.И. Ищенко, Е.А. Беседин. – № 4727170/07. – Заявл. 07.08.89. – Опубл. 30.01.92. – Бюл. № 4.
4. А.С. 1688349 СССР Н 02 J 9/06. Устройство для автоматического включения резервного питания потребителей / Б.А. Коробейников, А.И. Ищенко, Е.А. Беседин, А.И. Тимчук. – № 4651180/07. – Заявл. 06.01.89. – Опубл. 30.10.91. – Бюл. № 40.

References

1. Barzam A.B. System automation. – M. : Energoatomizdat, 1989. – 4th ed., Rev. and EXT. – 446 p.
2. Automation of electric power systems: Studies. Handbook for universities / O.P. Alekseev, V.E. Kazansky, V.L. Kozis, etc.; edited by V. L. Kozis. and N.I. Ovcharenko. – M. : Energoizdat, 1981. – 480 p.
3. A.S. 1709462 USSR N 02 J 9/06. Device for rapid automatic activation of the reserve / B.A. Korobeynikov, A.I. Ishchenko, E.A. Besedin. – № 4727170/07. – Declared. 07.08.89. – Publ. 30.01.92. – Bull. № 4.
4. A.S. 1688349 USSR N 02 J 9/06. Device for automatic switching on of backup power supply for consumers / B.A. Korobeynikov, A.I. Ishchenko, E.A. Besedin, A.I. Timchuk. – № 4651180/07. – Declared. 06.01.89. – Publ. 30.10.91. – Bull. № 40.

УДК 621.311

СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ



STATIC STABILITY OF LOAD NODES OF INDUSTRIAL ENTERPRISES

Беседин Евгений Алексеевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
omega54@mail.ru

Левченко Артем Валерьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
artemlew4enko@yandex.ru

Недилько Станислав Александрович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
ККС_snedilko@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные проблемы обеспечения устойчивости электроэнергетических систем. Отдельно рассмотрены вопросы исследования и обеспечения устойчивости узлов нагрузки промышленных предприятий. Подробно рассмотрены характеристики отдельных компонентов, входящих в узел нагрузки промышленного предприятия. На основании рассмотренных моделей был произведен анализ статической устойчивости узла нагрузки распределителя РП-4 цеха микрокабеля кабельного завода. Сделаны выводы о запасе статической устойчивости данного узла нагрузки и о влиянии конденсаторных установок на запас статической устойчивости данного узла.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, узел нагрузки, статическая устойчивость, характеристики статической устойчивости, запас статической устойчивости.

Besedin Evgeniy Alexeevich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of the department of power supply
of industrial enterprises,
Kuban state technological university

Levchenko Artem Valerjevich

Student,
Kuban state technological university

Nedilko Stanislav Alexandrovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The article deals with the main problems of ensuring the stability of electric power systems. Separately, the issues of research and ensuring the stability of load nodes of industrial enterprises are considered. The characteristics of individual components included in the load node of an industrial enterprise are considered in detail. Based on the considered models, the static stability of the load node of the RP-4 switchpoint of the MIC-rockable shop of the cable plant was analyzed. Conclusions are made about the stock of static stability of this load node and about the influence of capacitor installations on the stock of static stability of this node.

Keywords: electric power system, load node, static stability, characteristics of static stability, stock of static stability.

Э лектроэнергетические системы относятся к классу нелинейных сложных динамических систем, математический анализ которых не бывает полным из-за невозможности подробного математического описания процессов. Поэтому положения, принимаемые при анализе, сводятся, в основном, к совокупности упрощений, не искажающих суть процессов и позволяющих получить удовлетворительные по точности количественные результаты расчета. При вводе этих упрощений ослабляются затруднения, связанные с нелинейностью параметров и сложностью энергосистем.

Различают две разновидности нелинейностей в электроэнергетических системах: нелинейности параметров системы и нелинейности взаимосвязей между параметрами режима [1].

Под нелинейностью параметра системы понимается его зависимость от параметров режима либо от внешних факторов. К таким нелинейностям относятся температурные зависимости активных сопротивлений, зависимости реактивных сопротивлений от насыщения магнитных систем и другие технические нелинейности. При расчетах эти нелинейности обычно не учитываются, а случаи, когда такой учет необходим, оговариваются особо.

При математическом описании процессов нелинейности взаимосвязей между параметрами режима отражаются в виде систем нелинейных дифференциальных уравнений, не имеющих аналитических решений. Поэтому при расчетах динамической устойчивости используются, как правило, численные методы решения. При анализе статической устойчивости широко применяется линеаризация, то есть преобразование систем нелинейных уравнений к линейным формам, удобным для расчетов.

Одним из важных показателей сложности системы является ее высокая размерность. Для электроэнергетической системы характерны высокая физическая и высокая математическая размерности.

Под высокой физической размерностью понимается большое разнообразие объединенных в систему элементов и большое количество элементов каждого вида, что представляет большие затруднения при анализе процессов. Преодоление этих затруднений осуществляется путем эквивалентирования однотипных элементов, то есть путем математического представления группы элементов одним эквивалентным. В наибольшей мере эквивалентирование применяется к элементам генерации и потребления электрической энергии, а при анализе крупных энергообъединений эквивалентируются целые энергорайоны.

Под высокой математической размерностью подразумевается большое количество дифференциальных и алгебраических уравнений, требуемых для математического описания процессов. Размерность систем этих уравнений, используемых для уточненного описания процессов крупных энергообъединений, исчисляется в десятках тысяч. Эффективным приемом снижения математической размерности является условное разделение общей совокупности процессов на быстрые и медленные процессы. Примером такого разделения является широко используемое отдельное рассмотрение электромагнитных и электромеханических процессов. Дальнейшее снижение математической размерности достигается путем использования упрощенных математических моделей, отражающих наиболее существенные явления в элементах электроэнергетических систем. Для оценки допустимости использования этих моделей при решении практических задач проводятся специальные исследования.

Одним из упрощающих приемов, широко используемых при анализе переходных процессов, является замена реальных динамических характеристик элементов электроэнергетических систем их статическими характеристиками, а также рассмотрение энергосистемы, динамической по свойствам, как системы позиционной. Под позиционной системой понимается такая система, в которой параметры режима зависят только от данного ее состояния независимо от того, как было достигнуто это состояние.

Под статическими характеристиками понимаются графически или аналитически выраженные связи между параметрами режима. Эти связи выявляются в условиях установившегося режима системы или в переходном режиме, но при допущениях, позволяющих считать эти связи не зависящими от времени. Для статической характеристики характерна зависимость между параметрами режима вида

$$x = \varphi(y_1, y_2, \dots, y_n). \quad (1)$$

Статические характеристики достаточно полно описывают позиционную систему, динамические характеристики – динамическую систему.

Статические характеристики нагрузки. В соответствии с общим определением понятия статической характеристики элемента, под статическими характеристиками нагрузки понимают зависимости ее активной и реактивной мощностей по напряжению и частоте, получаемые при настолько медленном изменении этих параметров, что можно не учитывать влияние факторов времени [2].

В некоторых случаях рассматривают зависимость активной или реактивной мощности нагрузки совместно по напряжению и частоте, однако, как правило, каждая статическая характеристика нагрузки рассматривается как функция одной переменной, то есть:

при $f = const$:

$$P_{HU} = \varphi_P(U); \quad (2)$$

$$Q_{HU} = \varphi_Q(U); \quad (3)$$

при $U = const$:

$$P_{Hf} = \varphi_P(f); \quad (4)$$

$$Q_{Hf} = \varphi_Q(f), \quad (5)$$

Различают статические характеристики отдельных элементов и комплексной нагрузки в целом. При этом под комплексной понимают сложную нагрузку, состоящую из множества элементов и имеющую один узел подключения к питающей электрической сети.

Рассмотрим статические характеристики некоторых наиболее распространенных элементов и комплексной нагрузки.

Осветительная нагрузка. Активная мощность, потребляемая осветительной установкой, содержащей лампы накаливания, не зависит от частоты и приблизительно пропорциональна напряжению в степени 1,6 (рис. 1):

$$P_{ЛНУ} = kU^{1,6}, \quad (6)$$

где k – коэффициент пропорциональности.

Реактивную мощность такая нагрузка не потребляет.

Активная мощность ламп накаливания не подчиняется квадратичной зависимости от напряжения по той причине, что сопротивление лампы увеличивается с ростом напряжения. При сопротивлении $R = const$ характеристика будет квадратичной. Приблизительно такую характеристику имеют нагревательные приборы инфракрасного излучения, у которых диапазон температурных изменений сопротивления значительно меньше, чем у лампы накаливания.

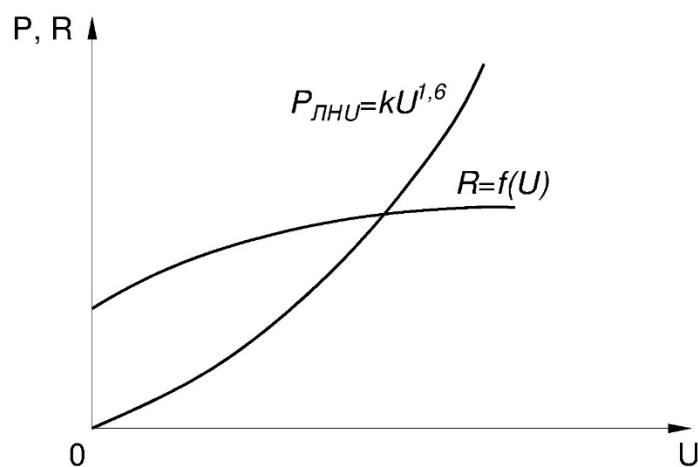


Рисунок 1 – Характеристики осветительной установки

Активная мощность осветительных люминесцентных ламп от величины напряжения в пределах рабочего диапазона практически не зависит. Однако есть заметная зависимость от частоты. При изменении частоты на 1 % активная мощность люминесцентных ламп изменяется в том же направлении на 0,5–0,8 %.

Реактор и батарея статических конденсаторов. Активная мощность реакторов и батарей статических конденсаторов определяется потерями и, как правило, не учитывается.

Статические характеристики реактивной мощности реактора и батареи статических конденсаторов определяются квадратичными зависимостями (рис. 2) по формулам:

$$Q_{PU} = U^2/x_p, \quad x_p > 0; \quad (7)$$

$$Q_{КБУ} = U^2/x_{KB}, \quad x_{KB} < 0. \quad (8)$$

При заданном направлении мощности от узла к элементу $Q_p > 0$, $Q_{KB} < 0$.

Статические характеристики реактивной мощности реактора и конденсаторной батареи по частоте вычисляются по выражениям:

$$Q_{Pf} = U^2 / 2\pi f L_p, \quad U = const; \quad (9)$$

$$Q_{KBf} = U^2 / 2\pi f C_{KB}, \quad U = const, \quad (10)$$

где L_p – индуктивность реактора; C_{KB} – емкость конденсаторной батареи.

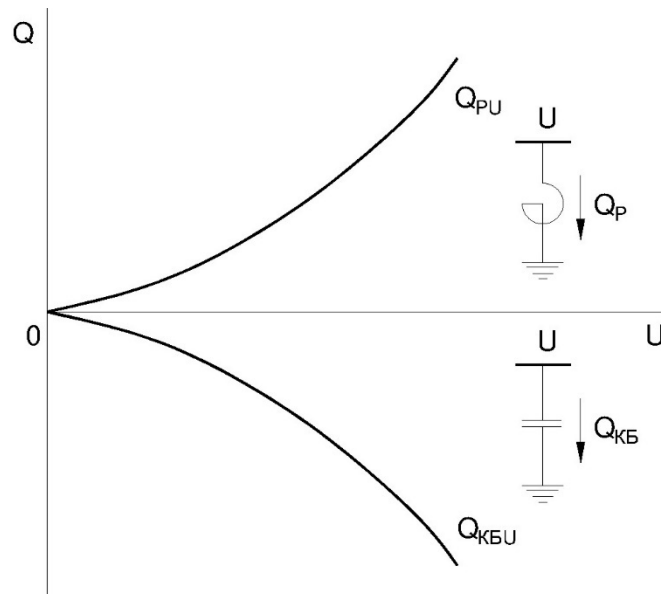


Рисунок 2 – Статические характеристики реактивной мощности реактора Q_{pU} и батареи статических конденсаторов Q_{KBu}

Асинхронный двигатель. Принципиальное отличие асинхронного двигателя от синхронного заключается в том, что его ротор вращается несколько медленнее, чем электромагнитное поле статора, то есть имеет место скольжение [3]:

$$s = \frac{\omega_c - \omega_{AD}}{\omega_c}. \quad (11)$$

где ω_c , ω_{AD} – частоты синхронная и двигателя соответственно.

Активная мощность P_{AD} , потребляемая двигателем из сети, определяется мощностью приводимого в движение механизма:

$$P_{AD} = P_{mex}, \quad (12)$$

которая зависит от скорости вращения ω_{AD} ротора двигателя и, соответственно, от скольжения:

$$P_{mex} = P_{mex}(s). \quad (13)$$

Характеристика активной мощности двигателя определяется параметрами его схемы замещения. В упрощенном виде такая схема приведена на рисунке 3.

Для построения характеристики электромагнитной мощности следует определить активную мощность, выделяемую на сопротивлении r/s . В соответствии со схемой замещения двигателя для электромагнитной мощности P имеем:

$$P = I_s^2 \frac{r}{s} = \frac{U^2}{x_s^2 + (r/s)^2} \cdot \frac{r}{s}, \quad (14)$$

или, после преобразований:

$$P = \frac{U^2 sr}{x_s^2 s^2 + r^2}, \quad (15)$$

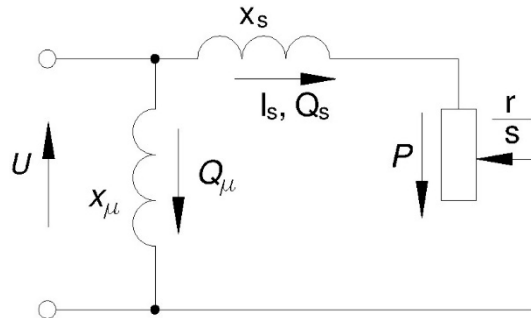


Рисунок 3 – Схема замещения асинхронного двигателя:

x_s, x_μ – сопротивления рассеяния и намагничивания двигателя; r/s – активное сопротивление

Как следует из (15), электромагнитная мощность асинхронного двигателя является функцией напряжения и скольжения. Обычно построение характеристик этой мощности производится в функции скольжения при фиксированных значениях напряжения.

Поскольку и электромагнитная и механическая мощности являются функциями скольжения, равенство (12) можно представить в более конкретной форме:

$$P_{АД}(s) = P_{мех}(s). \quad (16)$$

Очевидно, что это равенство выполняется в точках пересечения характеристик $P_{АД}(s)$ и $P_{мех}(s)$. Поскольку электромагнитная мощность является также и функцией напряжения, то образуется серия точек, соответствующих различным значениям напряжения. По этим точкам может быть построена статическая характеристика потребляемой мощности асинхронного двигателя по напряжению.

Таким образом, в общем случае активная мощность асинхронного двигателя зависит от напряжения, то есть $P_{АДУ} \neq const$. Однако, если $P_{мех}(s) = const$, то и $P_{АДУ} = const$.

Соответственно схеме замещения (см. рис. 3) реактивная мощность асинхронного двигателя представляет собой сумму двух составляющих:

$$Q_{АД} = Q_\mu + Q_s = \frac{U^2}{x_\mu} + I_s^2 x_s \quad (17)$$

или

$$Q_{АДУ} = \frac{U^2}{x_\mu} + \frac{U^2 s^2 x_s^2}{x_s^2 s^2 + r^2}. \quad (18)$$

С учетом вышеизложенного был произведен анализ статической устойчивости кабельного завода. В качестве объекта исследования был взят распределительный пункт РП-4 цеха микрокабеля. Исходная структурная схема данного узла нагрузки приведена на рисунке 4. В результате расчетов были получены статические характеристики данного узла нагрузки для различных значений емкости компенсирующего устройства. На рисунке 5 приведены статические характеристики для значения компенсирующего устройства, равного 0,21 МВар.

В целом расчеты показали, что данный узел обладает достаточно высоким запасом статической устойчивости. Также расчеты подтвердили отрицательное влияние емкости на статическую устойчивость узла нагрузки.

Аналогично была проанализирована статическая устойчивость узла нагрузки электроаппаратного завода по вышеизложенной методике. Результаты анализа показали результаты, аналогичные кабельному заводу.

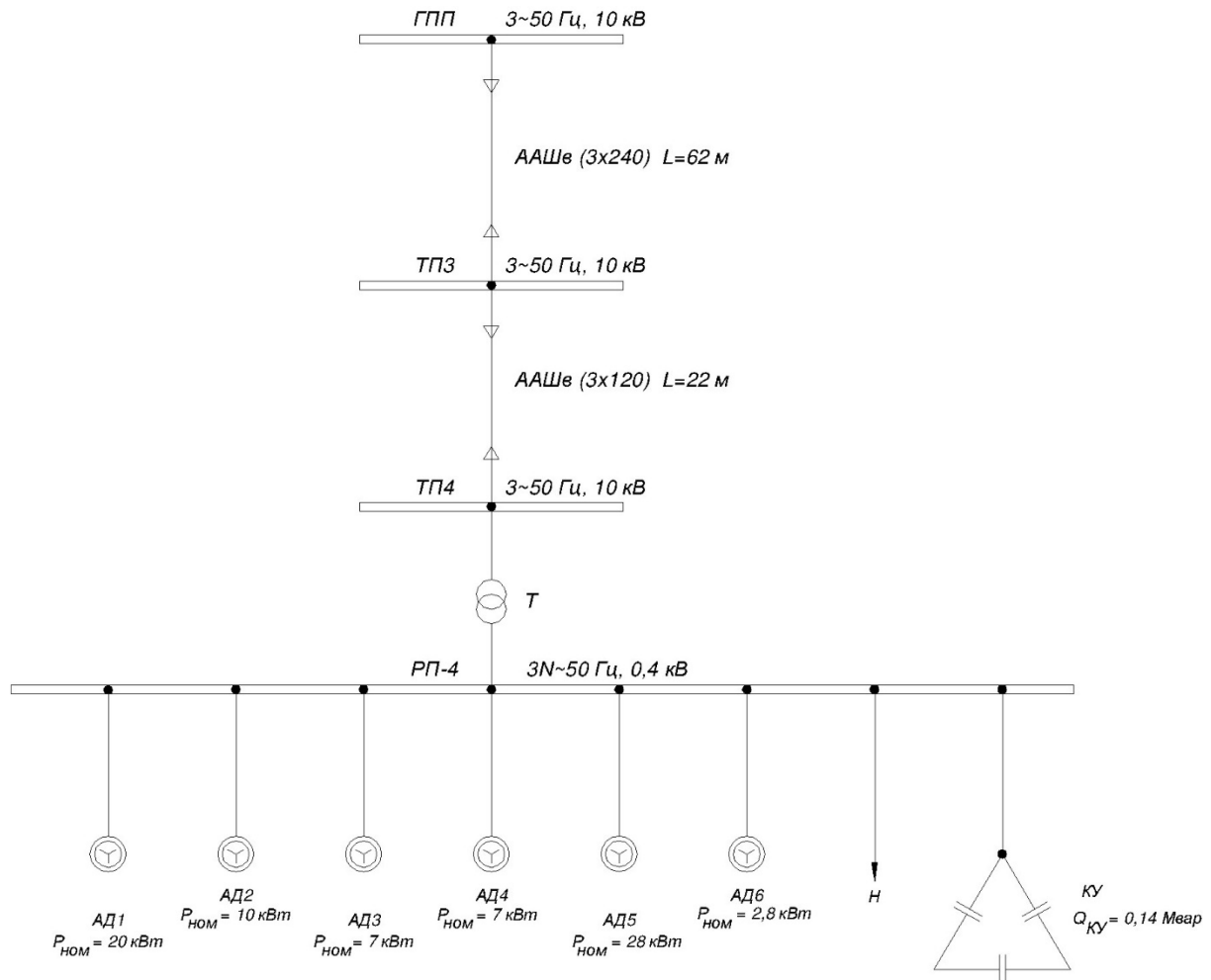


Рисунок 4 – Исходная структурная схема узла нагрузки кабельного завода

$$Q_{ку} = 0,21 \text{ Мвар}$$

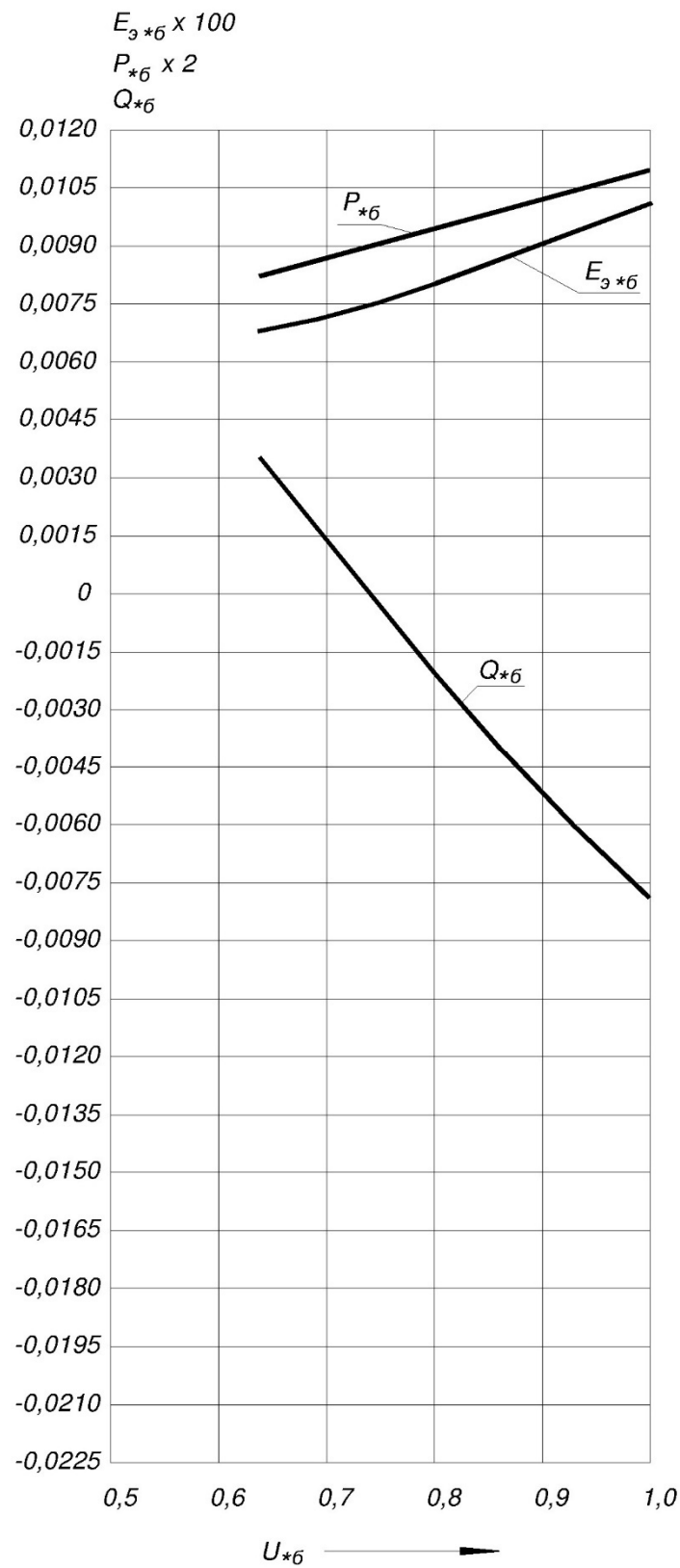


Рисунок 5 – Диаграммы зависимостей параметров узла нагрузки

Литература

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М. : Энергоиздат, 1990. – 390 с.

2. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах : учебное пособие / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 160 с.
3. Эрнст А.Д. Электромеханические переходные процессы в электрических системах : Курс лекций. – Нижневартовск : Изд-во НВГУ, 2013. – 130 с.

References

1. Gurevich Yu.E., Libova L.E., Okin A.A. Calculations of stability and emergency automation in power systems. – M. : Energoizdat, 1990. – 390 p.
2. Khrushchev Yu.V., Zapodovnikov K.I., Yushkov A.Yu. Electromechanical transients in electric power systems: a textbook / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2012. – 160 p.
3. Ernst A.D. Electromechanical transients in electrical systems : a course of lectures. – Nizhnevartovsk : publishing house of Nizhnevartovsk state University, 2013. – 130 p.

УДК 621

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОКСОВАНИЯ



MATHEMATICAL MODELING OF THE COKING PROCESS

Юсубов Фахраддин Вали оглы
доктор технических наук, профессор,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
yusfax@mail.ru

Халилов Самир Панах оглы
магистрант,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
samir.xelilov@socar.az

Аннотация. Постепенное коксование тяжелых нефтепродуктов в неотапливаемых камерах типа 21-10/5 предназначено для производства электродного кокса. В дополнение к коксу установка производит сухой газ, стабильную «головку» сжиженного газа, коксующийся бензин, легкий газойль (компонент топлива для бытовых печей) и тяжелый газойль (компонент топлива для котлов). Получена математическая модель процесса коксования. Оптимальный выходной параметр количество кокса оказался равным $Y = 22,9 \%$. Опыты, проведенные при найденных оптимальных режимных условиях, полностью подтвердили достоверность полученных результатов в промышленных условиях.

Ключевые слова: процесс коксования, планирование эксперимента, модель, оптимальный режим.

Yusubov Fakhraddin Vali oglu
Doctor of Technical Sciences, Professor,
Azerbaijan State
Oil and Industry University

Khalilov Samir Panah oglu
Undergraduate,
Azerbaijan State
Oil and Industry University

Annotation. Gradual coking of heavy petroleum products in unheated chambers type 21-10/5 is intended for the production of electrode coke. In addition to coke, the plant produces dry gas, a stable «head» of liquefied gas, coking gasoline, light gas oil (a fuel component for domestic stoves) and heavy gas oil (a fuel component for boilers). A mathematical model of the coking process is obtained. The optimal output parameter the amount of coke was equal to $Y = 22,9 \%$. The experiments carried out under the optimal operating conditions found fully confirmed the reliability of the results obtained under industrial conditions.

Keywords: coking process, experiment planning, model, optimal mode.

Процесс коксования тяжелых нефтепродуктов осуществляется в установке постепенного коксования. Процесс постепенного коксования, проводимый в неотапливаемых коксовых камерах при температуре 450–500 °С и давлении 0,6 МПа (6 кг / см²), также можно рассматривать как процесс глубокого термического крекинга. Процесс коксования тяжелых нефтепродуктов технически целесообразен и экономически целесообразен и позволяет углубить переработку нефти. Процесс коксования представляет собой совокупность параллельно-последовательных и последовательно-параллельных реакций, которые протекают в основном по радикальному механизму.

Последовательные реакции являются более сложными, чем параллельные реакции, в которых стабильные соединения получают в результате одностадийного разложения. Начальными реакциями процесса образования кокса являются полимеризация ненасыщенных углеводородов, конденсация ароматических углеводородов с ненасыщенными углеводородами или конденсация только ароматических углеводородов. В результате этих реакций образуются газообразные и жидкие продукты разложения. Более глубокие продукты конденсации получают при последующем продолжении реакций конденсации углеводородов. Конечный продукт – кокс (карбиды) получают после ряда промежуточных соединений.

Процесс образования карбидов как конечную стадию последовательных реакций поликонденсации осуществляется по схеме ароматических углеводородов → кипения при высоких температурах, конденсированных ароматических углеводородов → асфальтенов → карбидов.

Согласно этой схеме, существует генетическая связь между сырьем и асфальтенами и карбидами, полученными из него. В зависимости от первичного сырья, используемого во время коксования (масла, смолы, асфальтены или их смеси) и их

молекулярных структур, получается кокс с конкретными свойствами, соответствующими эффекту генетической связи. Процесс коксования также можно рассматривать как новую, более устойчивую трансформацию органического вещества (сырья), характеризующуюся низкой стоимостью бесплатной энергии. Механизм образования кокса можно представить следующим образом. Твердые частицы углерода – продукты глубокой конденсации (карбоиды) изначально очень малы (несколько микрон). В этот период образуются центры карбонизации. Одновременно с образованием новых центров карбонизации происходит рост карбидов, что приводит к образованию полного коксового пирога в остатке.

Рост зародыша карбонизации является вторым процессом, и это может быть только из-за адгезии твердых частиц. Эта сила носит электрический характер и характеризует взаимодействие молекул. Первоначально полученный коксовый пирог не считается товарным продуктом, так как нормой является то, что содержание летучих компонентов в этих продуктах не должно превышать 8–9 %. Заключительная стадия процесса коксования в циркуляционных камерах называется сушкой или обжигом.

В этом случае жидкий остаток сырья также подвергается коксованию, и получается коксовый пирог с минимальным количеством летучих компонентов и высокой механической прочностью.

Коксование остатков тяжелой нефти в неотапливаемых камерах, коксование сырья, производство газа и продуктов дистилляции и выгрузка кокса из реакторов являются циклическими процессами. Суть технологического процесса заключается в том, чтобы осуществить процесс коксования путем сбора (накопления) тепла сырья, предварительно нагретого до высокой температуры (495–520 °С), путем впрыскивания его в не нагретые реакторы (камеры кокса), изолированные снаружи. Для полного коксования в камеры впрыскивают легкий газойль, нагретый до 515–520 °С.

Из-за того, что тяжелые нефтяные остатки богаты смолами и асфальтенами, существует опасность коксования при такой высокой температуре в самой печи, непосредственно в трубах с паутиной, должно быть отложено. Это достигается за счет сокращения времени пребывания сырья в печи, т.е. путем обеспечения его быстрого движения в реакционной части змеиных трубок печи.

Турбулизатор впрыскивается в нагретое сырье для увеличения скорости потока и уменьшения коксования труб печи. Параметры режима постепенного коксования: давление, температура в коксовых камерах, а также коэффициент рециркуляции, объем, скорость и т.д. Зависят от выхода и качества продуктов. значительно влияет.

В большинстве действующих установок плавного коксования поддерживаются следующие параметры режима:

- избыточное давление над камерой 0,15–0,4 МПа (1,5–4,0 кг / см²);
- температура вторичного сырья на выходе из печи 495 – 520 °С;
- коэффициент циркуляции 1,2–1,8.

Коэффициент рециркуляции – это отношение переработанного сырья, подаваемого в печь, к количеству свежего сырья при данной производительности. Выход продукта может отличаться при работе с одним и тем же сырьем, но с разными коэффициентами рециркуляции. Повышение давления и температуры в системе, а также коэффициент рециркуляции приводят к увеличению содержания газа, бензина, легкого газойля и кокса и уменьшению содержания тяжелого газойля.

Основными качественными показателями сырья для процесса коксования являются: его химический состав (количество масел, смол и асфальтенов), коксование, плотность, фракционный состав, количество серы, солей и механических примесей. Количественные и качественные показатели процесса зависят от этих показателей. При оценке сырья для процесса коксования его способность к коксованию имеет исключительное значение. Коксование рассчитывают по массе (%) твердого остатка, образовавшегося в замазке после нагревания сырья в стандартных условиях по методу Конрадсона.

При исследовании и планировании эксперимента процесса коксования в общем виде уравнение регрессии, полученное на основании опытных данных, описывается следующим образом (разделения ряда Тейлора).

$$y = b_0 + \sum_{j=1}^N b_j \cdot x_j + \sum_{\substack{U,j=1 \\ U \neq j}} b_{U,j} \cdot x_U \cdot x_j + \sum_{j=1}^N b_{jj} \cdot x_j^2 + \dots \quad (1)$$

где b_0 – свободный член уравнения регрессии; b_j – линейный эффект; b_{jj} – квадратный эффект; $b_{U,j}$ – эффектами парного взаимодействия.

В качестве основных факторов, влияющих на количество кокса (%), выбраны следующие показатели: $m(X_1)$ – избыточное давление над камерой; $w(X_2)$ – температура вторичного сырья на выходе из печи; $v(X_3)$ – коэффициент циркуляции. Основные уровни для факторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные уровни для факторов

обозначение	m	w	v
факторы	X_1	X_2	X_3
верхний уровень +1	0,4	520	1,8
основной уровень 0	0,275	507,5	1,5
нижний уровень -1	0,15	495	1,2

Матрица ортогонального центрально-композиционного плана 2-го порядка для 3-х факторов приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Матрица ортогонального центрально-композиционного плана 2-го порядка для 3-х факторов

1 фактор	2 фактор	3 фактор	m	W	v		m	W	v	mW	mv	Wv	mWv						
0,4	520	1,8	x1	x2	x3		x1	x2	x3	x1*x2	x1*x3	x2*x3	x1*x2*x3	x1'=x11-d	x2'=x22-d	x3'=x33-d	Y1	Y ⁿ	
0,275	507,5	1,5	300	520	1,8	1	1	1	1	1	1	1	1	0,2697	0,2697	0,2697	22,6	22,5	
0,15	495	1,2	0,15	520	1,8	2	-1	1	1	-1	-1	1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	22,7	25,7	
			0,4	495	1,8	3	1	-1	1	-1	1	-1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	22,5	17,1	
			0,15	495	1,8	4	-1	-1	1	1	-1	-1	1	0,2697	0,2697	0,2697	22,8	17,3	
			0,4	520	1,2	5	1	1	-1	1	-1	-1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	22,7	18,2	
			0,15	520	1,2	6	-1	1	-1	-1	1	-1	1	0,2697	0,2697	0,2697	22,9	18,4	
			0,4	495	1,2	7	1	-1	-1	-1	-1	1	1	0,2697	0,2697	0,2697	22,2	9,8	
			0,15	495	1,2	8	-1	-1	-1	1	1	1	-1	0,2697	0,2697	0,2697	22,50	10,0	
			0,48616	507,5	1,5	9	1,2154	0	0	0	0	0	0	0,7468972	-0,7303	-0,7303	22,4	17,6	
			0,11769	507,5	1,5	10	-1,215	0	0	0	0	0	0	0,7468972	-0,7303	-0,7303	22,5	17,9	
			0,275	632,01	1,5	11	0	1,2154	0	0	0	0	0	-0,7303	0,7468972	-0,7303	23,1	22,8	
			0,275	388,38	1,5	12	0	-1,215	0	0	0	0	0	-0,7303	0,7468972	-0,7303	22,7	12,7	
			0,275	507,5	2,188	13	0	0	1,2154	0	0	0	0	-0,7303	-0,7303	0,74689716	22,2	22,2	
			0,275	507,5	0,942	14	0	0	-1,215	0	0	0	0	-0,7303	-0,7303	0,74689716	22,3	13,3	
			0,275	507,5	1,5	15	0	0	0	0	0	0	0	-0,7303	-0,7303	-0,7303	22,5	17,7	

Получена математическая модель процесса коксования:

$$Y = 22,567 - 0,093 \cdot X_1 + 0,127 \cdot X_2 - 0,113 \cdot X_2 \cdot X_3 + 0,309 \cdot X_2^2. \quad (2)$$

Оптимальный выходной параметр количество кокса оказался равным $Y = 22,9 \%$. А значения параметров коксования, обеспечивающих оптимальность этого условия, следующие:

$$X_1 = 0,32 \text{ МПа}, X_3 = 506 \text{ }^\circ\text{C}; X_3 = 1,4.$$

Опыты, проведённые при найденных оптимальных режимных условиях, полностью подтвердили достоверность полученных результатов в промышленных условиях.

Коксование зависит от плотности и химической природы нефтяного остатка.

Целесообразно использовать смолу с более высоким содержанием кокса, чтобы увеличить выход кокса из остатков нефтепродуктов, сжигаемых напрямую. Количество

серы зависит от природы первичного масла. Во время процесса коксования большая часть серы накапливается в коксе.

Наиболее технически осуществимым и экономически оправданным способом получения кокса с низким содержанием золы является тщательная очистка сырой нефти от воды и механических примесей и поддержание продукта кокса в хорошем состоянии.

Количество серы в коксе зависит от ее содержания в первичном коксовом сырье. Количество серы в коксе, полученном из низкосернистого сырья, не превышает 1,5 %; 2,0–4,0 % серы в коксе и более 4,0 % серы в коксе из высокосернистого сырья

Количество летучих веществ в коксе свидетельствует о наличии не полностью закоксованных остатков сырья в коксе, количество летучих веществ в коксе зависит от качества сырья, режима коксования и способа его проведения.

Количество летучих веществ при коксовании в неотопливаемых камерах также зависит от того, как долго камеры заполнены коксом. При тех же условиях, когда время заполнения камер коксом увеличивается, количество летучих веществ в коксе уменьшается или наоборот.

Количество летучих веществ, выделяющихся в коксе, полученном во время постепенного коксования, находится в диапазоне 7,0–9,0 % по массе.

В зависимости от размера частиц кокс, полученный в процессе постепенного коксования, делится на фракции, и в соответствии с составом фракции получают следующие сорта кокса:

КТ-Т – размер частиц 0–0,25 мм; КТ-А- размер частиц 8–250 мм; КТ-Q – размер частиц 0–250 мм диапазон.

Литература

1. Робинсон Б. Реконструкция установок замедленного коксования: увеличение мощности и улучшение эксплуатационных показателей / 4-я Конференция и выставка по оборудованию для нефтепереработки и нефтехимии России и стран СНГ. – М., 20–21 апреля 2009.
2. Эйгенсон А.С., Слущкая С.М., Фрязинов В.В. [и др.] Перспективы развития производства и применения нефтяного электродного кокса / Сб. трудов Баш НИИ НП, вып. XIII «Проблемы развития производства электродного кокса». – Уфа, 1975. – С. 7–13.
3. Янко Э.А. Требования к прокаленным нефтяным коксам для производства анодной массы и обожженных анодов / Сб. докладов межотраслевой конференции «Нефтеперерабатывающая и алюминиевая промышленность – развитие сотрудничества, оптимизация связей по поставкам нефтяного кокса». – Красноярск, 27–29 марта, 2001. – С. 33–37.
4. Налимов В.В., Чернова И.А. Статистические методы планирования экстремальных эксперимента. – М. : Наука, 1965. – 350 с.

References

1. Robinson B. Reconstruction of delayed coking plants: increased capacity and improved performance / 4th Conference and Exhibition on Equipment for Oil Refining and Petrochemicals of Russia and the CIS Countries. – M., April 20–21, 2009.
2. Eigenson A.S., Slutskaya S.M., Fryazinov V.V. [et al.] Prospects for the development of production and use of petroleum electrode coke / Sat Proceedings of Bash Research Institute of NP, vol. XIII «Problems of the development of the production of electrode coke». – Ufa, 1975. – P. 7–13.
3. Yanko E.A. Requirements for calcined petroleum coke for the production of anode paste and calcined anodes / Sat reports of the intersectoral conference «Oil refining and aluminum industry – development of cooperation, optimization of relations for the supply of petroleum coke». – Krasnoyarsk, March 27–29, 2001. – P. 33–37.
4. Nalimov V.V., Chernova I.A. Statistical methods for planning an extremal experiment. – M. : Science, 1965. – 350 p.

УДК 502: 338(075.8)

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ
И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕЛКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**ECONOMIC RISKS AND ENVIRONMENTAL SAFETY ASSURANCE
IN THE DEVELOPMENT OF SMALL GAS CONDENSATE FIELDS**

Гасумов Эльдар Рамизович

кандидат экономических наук, доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
R.Gasumov@yandex.ru

Gasumov Eldar Ramizovich

candidate of Economic Sciences,
Azerbaijan State
Oil and Industry University
fikratyusub@gmail.com

Аннотация. В процессе разработки мелких газоконденсатных месторождений возникают эколого-экономические риски, что сопровождается экономическими ущербами и потерями для добывающей компании.

В работе рассмотрено влияние факторов риска и неопределенности на показатели эффективности разработки мелких газоконденсатных месторождений, влияние техногенных факторов при разработке месторождений, их экологические и экономические последствия для добывающей компании. Изложены основные техногенные факторы, возникающие при разработке мелких газоконденсатных месторождений, и возможные пути обеспечения их экологической стабильности.

Приведены техногенные факторы и их классификация по причинам появления на предусмотренные технологией добычи природного ресурса, обусловленные технологией, аварийные. Рассмотрены факторы, влияющие на безопасность при разработке мелких газоконденсатных месторождений.

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения, оценка риска, техногенная безопасность, экономические риски, аварии, экологические риски, техногенные факторы, добыча.

Annotation. In the process of development of small gas condensate fields, environmental and economic risks arise which is accompanied by economic losses and losses for the producing company.

The paper considers the influence of risk factors and uncertainty on the performance indicators of the development of small gas condensate fields, the influence of anthropogenic factors in the development of fields, their environmental and economic consequences for the mining company. The main anthropogenic factors that arise during the development of small gas condensate fields and possible ways to ensure their environmental stability are described. Anthropogenic factors are given and also their classification for reasons of occurrence: factors stipulated by the technology of natural resources production, factors specified by the technology and emergency ones. The factors affecting safety during the development of small gas condensate fields are considered.

Keywords: gas condensate fields, risk assessment, anthropogenic safety, economic risks, accidents, environmental risks, anthropogenic factors, production.

Эколого-экономические риски можно определить, как риски экономических ущербов и потерь, которые могут возникнуть при разработке месторождений углеводородов (УВ) различного уровня вследствие ухудшения состояния и качества окружающей среды, техногенных изменений, т.е. создающих условия для возникновения экологических нарушений. Такое ухудшение может носить различный характер в зависимости от скорости проявления: эволюционный – сравнительно медленный или катастрофический – относительно быстрый.

Экономические риски также взаимосвязаны с обеспечением экологической безопасности (ОЭБ) разработки месторождений УВ. Данный фактор более актуален для мелких газоконденсатных месторождений Юга России, т.к. они расположены в густонаселённых районах, вблизи природных водоемов, агропромышленных хозяйств, социально-бытовых объектов (санитарно-курортных, туристических, оздоровительных и др.).

Для газовой отрасли наиболее существенными факторами риска и неопределенности являются [1]:

– неточность информации по эксплуатационной характеристике (продуктивности) скважин, по величине запасов углеводородов, по условиям разработки (режим эксплуатации залежей, продвижение пластовых вод и пр.);

– условия конъюнктуры внутреннего и внешнего рынка, влияющих на колебание ценовых показателей;

– экологические и техногенные факторы.

Учет влияния различных факторов риска и неопределенности на показатели эффективности особенно важен для разрабатываемых мелких газоконденсатных месторождений или при оценке новых технологий при их эксплуатации. Применимо к таким месторождениям основными рисками невыполнения проектных решений являются [2]:

– несоответствие сроков строительства и ввода эксплуатации дожимных компрессорных станций;

– несоответствие проектным уровням добычи УВ;

– неполучение экономической выгоды;

– меньший коэффициент извлечения газа и конденсата, чем предусмотренный проектным решением;

– риски экологических катастроф и техногенных явлений;

– потеря лицензии на право пользования участка недр.

Для мелких ГКМ при оценке рисков невыполнения проектных требований можно отнести:

– недостаточность дифференцированных данных по продуктивной характеристике скважин, распределению энергии пласта по площади по результатам газодинамических исследований;

– отсутствие или недостаточность результатов проведения ГИС;

– условия разработки (режим разработки, активность пластовых вод, колебание отборов в зависимости от потребительского спроса на газ);

– сроки строительства и подключения новых скважин, строительства и реконструкции объектов обустройства, проведения ремонтных работ;

– непредвиденный выход из строя промысловых объектов, ремонты газосборных и газотранспортных коммуникаций;

– изменение конъюнктуры внутреннего и внешнего рынка, влияющих на колебание цен.

Вышеперечисленные факторы неопределенности приводят к наступлению рискованных ситуаций, таких как:

– заниженный текущий и конечный коэффициент газоконденсатоотдачи;

– расхождение проектных и фактических показателей разработки ГКМ;

– недополучение прибыли газодобывающей компании;

– более длительная реализация проектных решений;

– повышения налоговых ставок;

– загрязнение природно-ландшафтных комплексов;

– загрязнение земель, почв и поверхностных вод;

– возникновение аварийных ситуаций.

Для сокращения рискованных ситуаций необходимо выполнение всех принципиальных решений и рекомендаций по контролю разработки, соблюдение сроков проведения ГТМ, предусмотренных текущим технологическим проектом для рекомендуемого к внедрению варианта разработки, а также природоохранных мероприятий.

Природоохранные мероприятия направлены на предотвращение и снижение негативных воздействий процесса разработки на экосистемы в районе промысловых объектов и заключаются в выполнении утвержденных технологических решений, рекомендаций по контролю разработки. Обязательным для территории со статусом особо охраняемой природной зоны является строгое соблюдение ограничений на природопользование (земельный отвод, разрешение на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, спецводопользование, на сбор, хранение, складирование и утилизацию отходов производства). Необходимо разработка и реализация программа экологического мониторинга.

Программа экологического мониторинга должны включает контроль состояния атмосферного воздуха, природных вод, почв и газогеохимические исследования пород зоны аэрации. Степень воздействия на недра определяется режимом разработки месторождения, технологией добычи углеводородов, техническим состоянием скважин и промышленного оборудования.

Степень воздействия на недра определяется режимом разработки месторождения, технологией добычи УВ, техническим состоянием скважин и промышленного оборудования. Большинство скважин месторождений УВ работают при допустимых технологических режимах эксплуатации. При этом попутно-промысловые воды месторождения подаются для подземного захоронения в поглощающую скважину.

Анализ промысловых данных показывает, что для завершающей стадии разработки для большинства мелких газоконденсатных месторождений Юга России характерны следующие признаки [3–5]:

- основные проектные решения по разбуриванию и обустройству месторождений реализованы;
- большая часть запасов УВ извлечена;
- добыча УВ снижается, несмотря на применяемые мероприятия по интенсификации притока;
- возрастает доля основных фондов, отработавших свой нормативный срок;
- возрастает доля скважин, выполнивших свое назначение и подлежащих ликвидации;
- выручка от реализации УВ не покрывает издержек на добычу.

При выполнении всех или большей части указанных условий, этап разработки этих мелких газоконденсатных месторождений можно считать завершающим. Для таких месторождений управление экономическими и экологическими рисками имеет особое значение.

Для минимизации влияния экономических рисков и неопределенности на показатели эффективности добычи УВ при разработке мелких газоконденсатных месторождений проводится комплекс геолого-технологических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию притока и возврат из бездействующего фонда: перевод на вышележащий горизонт; проведение гидроразрыва пласта; зарезка новых стволов; проведение ремонтно-восстановительных и изоляционных работ и др. Риском в данном случае является получение фактически меньших дебитов, чем предполагается в проектных решениях, связанных с присутствием геологической неопределенности или несоблюдения технологии проведения ГТМ и капитальных ремонтов скважин (КРС). При этом важнейшей задачей является обеспечения экологической безопасности объектов, при реализации ГТМ, в том числе с наличием новых технологий и технических средств [5, 6].

Для разработки механизмов ОЭБ объектов добычи УВ, необходимым является систематизация воздействий конкретных технологических процессов и газопромысловых сооружений на работу освоения месторождений, в том числе при наличии техногенных факторов.

Поступление в атмосферный воздух выбросов вредных веществ и механическое воздействие при планировке территорий объектов УВ на месторождениях относятся к техногенным факторам (ТФ) и должны предусматриваться в процессе применения современных технологий.

ТФ постоянно присутствуют в процессе эксплуатации мелких газоконденсатных месторождений, и имеют такие негативные последствия, как утечки техногенной жидкости с площадок промысловых объектов (скважин, установок сбора и первичной переработки), поступление техногенной жидкости с поверхностным и грунтовым стоком в природные водотоки и загрязнение природных вод вследствие негерметичности скважин и в целом процесса добычи УВ сырья, приводящего к последующему поступлению в наземные водотоки и экосистемы.

Аварийные отказы продуктопроводов приводят к поступлению нефтесодержащей и солесодержащей жидкости в наземные экосистемы, загрязнению поверхностных, почвенных и грунтовых вод.

Наиболее известными примерами техногенных нарушений земных недр являются:

- осадка и разрушение поверхностного слоя земли;
- смятие и разрушение обсадных колонн скважин, изменение коллекторских свойств горных пород в результате развития деформационных процессов в пласте-коллекторе и массиве окружающих горных пород;

- образование грифонов и техногенных залежей в результате разрушения приствольной зоны скважины, выжимание поровых жидкостей;
- и др.

Процесс добычи УВ по некоторым газовым скважинам характеризуется высоким давлением и изменением температуры потока, наличием агрессивных сред. Совокупность вышеперечисленных факторов является источником коррозионного разрушения конструктивных составляющих и оборудования скважин, образования гидратов, отложений парафина и солей в скважинном оборудовании [7].

Падение пластового давления в процессе разработки месторождений УВ приводит к возникновению геодинамических процессов, воздействию напряженно-деформированного состояния пласта-коллектора и массива горных пород на обсадные колонны скважин, к деформации стенок скважин, пластичному течению неустойчивых пород. Возникновение порывов и трещин по телу обсадных труб, интервалов интенсивной коррозии и сквозных повреждений обсадных колонн, возникновение зон износа обсадных колонн, негерметичных муфтовых соединений и иных мест негерметичности обсадных колонн, интервалов заколонных перетоков и путей миграции газа.

Исследования, основанные на ландшафтных, геологических и геохимических подходах, позволили расширить и углубить представления о нефтепромысловом техногенезе, его влиянии на трансформацию природной среды.

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод в районе разрабатываемых месторождений УВ являются:

- воды, выносимые вместе с продукцией, содержащие нефтепродукты, в случае аварийных разливов при сборе и хранении в емкостях;
- ливневые поверхностные сточные воды с промплощадок объектов месторождения;
- фильтрационные утечки из емкостей с углеводородной жидкостью, трубопроводов и других сооружений;
- места хранения продукции и отходов производства.

Источниками загрязнения почв и снижения их плодородия могут быть:

- места сбора, хранения остаточно-поровых пластовых вод в случае аварийных разливов, утечек из емкостей для сбора и хранения;
- ливневые поверхностные сточные воды с промплощадок объектов месторождения;
- места хранения отходов производства.

Действие возможных источников на почвы может вызвать засоление почв и загрязнение подземных и поверхностных вод при просачивании через почвы нефтепродуктами.

Одна из форм негативного воздействия на геологическую среду заключается в возникновении техногенных геодинамических процессов и деформаций (просадок) земной поверхности, обусловленных длительной разработкой газоконденсатного месторождения. Внешними признаками протекания техногенных геодинамических процессов являются:

- сдвигание пород и, в конечном результате, проседание земной поверхности;
- изменения гидродинамических, гидрогеохимических и геохимических условий за счет несвоевременного выноса жидкости с забоев эксплуатационных скважин и возможного перетока газа и флюидов.

С учетом вышеизложенных, для управления экономическими рисками при разработке мелких газоконденсатных месторождений является ОЭБ эксплуатации объектов [8]. ОЭБ в процессе разработки газоконденсатных месторождений при реализации технологических процессов – не менее важная задача, чем грамотное проектирование объектов нефтегазодобычи (строительство скважин, обустройства месторождений и т.д.). Основу грамотной работы в области ОЭБ составляет соблюдение следующих условий [9–12]:

- выполнение требований проектных решений;
- соблюдение требований законодательных и нормативных актов в области экологической безопасности;
- применение инновационных продуктов (технологий, материалов, оборудования) для минимизации негативного влияния производства на окружающую среду;

- постоянный мониторинг и контроль выбросов вредных веществ, осуществляемых промыслом в почву, воду и воздух;
- предупреждение негативных техногенных факторов и оперативные ликвидационные работы в случае аварии;
- принятие незамедлительных мер по предотвращению или минимизации последствий аварийной ситуации для экологии в случае возникновения такой опасности.

Реализация этих принципов обеспечивает эффективное управление экономическими рисками и месторождением с точки зрения экологии. Это позволяет не только минимизировать негативное влияние объекта на окружающую среду, но и обеспечить экологической эффективности разработки мелких газоконденсатных месторождений.

Литература

1. О влиянии техногенных факторов на геотехнические системы и обеспечении экологической безопасности разработки месторождений углеводородов / Р.А. Гасумов, И.В. Павлюкова, Э.Р. Гасумов // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 7–8. – С. 110–115.
2. Гасумов Э.Р. Управления и оценки рисков внедрения инноваций при проведении ГТМ по фонду газовых скважин / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 7 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 163–171.
3. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождения за счет применения инноваций / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 7 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 55–63.
4. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Техничко-экономическая оценка ликвидации осложнений при бурении поисковых скважин (на примере Северного Кавказа) // Естественные и технические науки. – М., 2019. – № 3 (129). – С. 106–114.
5. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Внедрение инноваций при освоении месторождений углеводородов // Естественные и технические науки. – М., 2019. – № 6 (132). – С. 100–105.
6. Гасумов Э.Р. Управление инновациями при выполнении геолого-технических мероприятий по фонду скважин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – М., 2011. – № 7. – С. 26–29.
7. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Климов А.А. Солеотложения при эксплуатации газоконденсатных скважин // Вестник СевКавГТУ. – Ставрополь, 2010. – № 2 (23). – С. 12–16.
8. Гадирова О.Р., Гасумов Э.Р., Чопозова А.И. Способы уменьшения влияния хозяйственных рисков на деятельность предприятия // Сборник научных трудов СевКавГТУ; Серия: Экономика. – 2010. – № 10 – С. 87–91.
9. Гасумов Э.Р., Толстых Н.Л. Применение инновационных решений при проектировании объектов нефтегазодобычи // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2011. – № 9. – С. 6–9.
10. Гасумов Э.Р. Реализация инновационных подходов при разработке газовых и газоконденсатных месторождений // Наука и ТЭК. – Тюмень, 2011. – № 6. – С. 85–88.
11. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Инновационные решения для обеспечения проектного уровня добычи газа // Нефтепромысловое дело. – М., 2016. – № 10. – С. 20–27.
12. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Применение инновационных решений при проектировании объектов нефтегазодобычи // Территория «Нефтегаз». – М., 2017. – № 4. – С. 78–83.

References

1. About the technogenic factors influence on the geotechnical systems and provision of the ecological safety of hydrocarbon fields development / R.A. Gasumov, I.V. Pavlyukova, E.R. Gasumov // Territory «Neftegaz». – 2016. – № 7–8. – P. 110–115.
2. Gasumov E.R. Management and risk estimation of the innovation introduction at carrying out of geological and engineering works on a stock of the gas wells / Bulatovskie readings: materials of II International scientific-practical conference (March 31, 2019) in 7 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2. – Part 1. – P. 163–171.
3. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Increase of efficiency of the gas condensate field development due to application of innovations / Bulatovskie readings: Proceedings of II International Scientific and Practical Conference (31 March 2019) in 7 tons. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2. – Part 1. – P. 55–63.
4. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Technical and economic estimation of liquidation of complications at exploratory wells drilling (on an example of Northern Caucasus) // Natural and technical sciences. – М., 2019. – № 3 (129). – P. 106–114.

5. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Introduction of innovations at development of hydrocarbon deposits // Natural and technical sciences. – M., 2019. – № 6 (132). – P. 100–105.
6. Gasumov E.R. Management of innovations at execution of geological and technical measures on a well stock // Problems of economy and management of oil and gas complex. – M., 2011. – № 7. – P. 26–29.
7. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Klimov A.A. Salt deposits during operation of gas condensate wells // Vestnik SevKavGTU. – Stavropol, 2010. – № 2 (23). – P. 12–16.
8. Gadirova O.R., Gasumov E.R., Chopozova A.I. Ways of reduction of influence of economic risks on enterprise activity // Collection of scientific works of SevKavGTU; Series: Economics and Economics. – 2010. – № 10 – P. 87–91.
9. Gasumov E.R., Tolstykh N.L. Application of the innovative solutions at designing of the oil and gas production volume projects // Oil. Gas. Innovations. – Samara, 2011. – № 9. – P. 6–9.
10. Gasumov E.R. Implementation of innovative approaches in development of gas and gas condensate fields // Science and Fuel and Energy Complex. – Tyumen, 2011. – № 6. – P. 85–88.
11. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Innovative solutions to ensure the design level of gas production // Oil-field business. – M., 2016. – № 10. – P. 20–27.
12. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Application of the innovative solutions at designing of the oil and gas production volume projects // Neftegaz territory. – M., 2017. – № 4. – P. 78–83.

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

**ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ВС РФ**



**APPLICATION OF MATHEMATICAL METHODS OF SIMULATION
IN THE ARMED FORCES OF THE RUSSIAN FEDERATION**

Варфоломеева Светлана Васильевна

кандидат педагогических наук, доцент,
профессор кафедры математики (и информатики),
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Божко Сергей Владимирович

кандидат технических наук, профессор,
профессор кафедры механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Терехов Владимир Валерьевич

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Аннотация. Возрастающая динамика и постоянная трансформация форм и способов ведения боевых действий определяют необходимость применения современных технологий математического моделирования для планирования и реализации сложных и существенно разнородных процессов материально-технического обеспечения войск (сил).

Ключевые слова: имитационное моделирование, материально-техническое обеспечение, органы военного управления.

Varfolomeeva Svetlana Vasilevna

Ph.D. in Pedagogical Sciences,
Associate Professor,
Professor of the Department
of Mathematics (and Computer Science),
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Bozhko Sergey Vladimirovich

Ph.D. in Technical Sciences,
Associate Professor,
Professor of the Department
of Engineering,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Terekhov Vladimir Valerievich

Ph.D. in Technical Sciences,
Associate Professor,
Head of the Department of Engineering,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Annotation. The growing dynamics and constant transformation of forms and methods of warfare determine the need for the use of modern mathematical modeling technologies for planning and implementing complex and substantially heterogeneous processes of material and technical support of troops (forces).

Keywords: simulation modeling, material and technical support, military command and control bodies.

Хорошо продуманное и грамотно организованное материальное обеспечение Вооруженных сил (ВС) во все времена являлось залогом успешного ведения боевых действий. Возникновение все более мощных и разнообразных образцов вооружения, существенное развитие форм и способов ведения войны, возрастающая динамика их реализации значительно изменили содержание и объемы задач всех звеньев системы материально-технического обеспечения (МТО) ВС РФ по обеспечению боевых действий войск (сил), еще более повысили зависимость конечных результатов этих действий от качества управления процессами МТО. Активная трансформация структуры и форм применения ВС РФ предъявляет новые требования к системе управления МТО боевых действий войск (сил), прежде всего – в плане всестороннего учета факторов быстро меняющейся обстановки, формирования механизмов выбора рациональных решений в условиях недостаточного объема потребных ресурсов. Указанные обстоятельства свидетельствуют о растущей актуальности применения методов и средств математического моделирования для организации эффективного управления МТО войск (сил) (рис. 1).

С учетом современных требований к системе МТО боевых действий войск (сил) актуально развитие принятых на снабжение и поставляемых в войска компонентов автоматизированной системы управления (АСУ) МТО ВС РФ [6] в направлении создания и внедрения комплексов математического моделирования (КММ) в интересах обеспечения деятельности штабов МТО, в звеньях управления от объединения и выше. Исследования показали, что КММ для обеспечения деятельности должностных лиц органов военного

управления (ОВУ) МТО при планировании и организации МТО войск (сил) должен охватывать более 70 взаимосвязанных процессов, реализовывать более 500 специфических информационно-расчетных задач, аналитических и имитационных моделей (рис. 2).

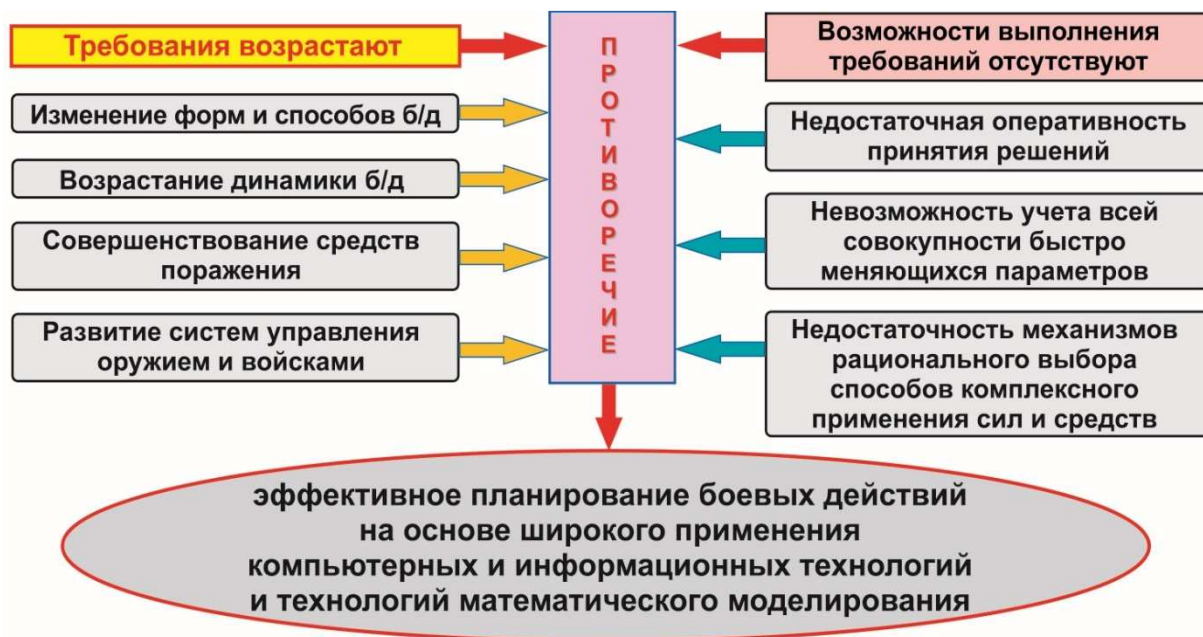


Рисунок 1 – Обоснование необходимости применения комплексов математического моделирования в деятельности органов военного управления МТО войск (сил)

СТЕПЕНЬ ДЕТАЛИЗАЦИИ ↑	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ	38	27	125	66	164	56	БОЛЕЕ 500 ПРОЦЕССЫ
	СОЕДИНЕНИЕ	11	3	11	4	11	13	
	ОБЪЕДИНЕНИЕ	2	1	6	2	3	4	
		по оперативным задачам	материального обеспечения	технического обеспечения	транспортного обеспечения	применения ЖДВ	квартирно-эксплуатационного обеспечения	

Рисунок 2 – Перечень процессов МТО войск (сил), подлежащих моделированию

На сегодняшний день созданы и успешно апробированы в интересах ОВУ ВС РФ сотни различных математических моделей. Однако сформулировать общие закономерности построения моделей для ОВУ различных видов и родов ВС на различных уровнях управления по-прежнему затруднительно. Отчасти это объясняется следующими факторами:

- не регламентированы процедуры разработки и реализации постановок задач для создания КММ;
- отсутствуют единые требования к математическим моделям, предназначенным для применения в военной сфере;
- не решены вопросы интеграции КММ, разработанных в интересах ОВУ различных звеньев, разной видовой принадлежности;
- ограничены возможности отечественных средств разработки КММ;
- недостаточная квалификация и количество востребованных специалистов.

Современные методы имитационного моделирования (ИМ) с точки зрения идеологии построения моделей можно классифицировать по трем группам (рис. 3). Применение того или иного подхода определяется уровнем детализации реальных физических процессов при моделировании, а также спецификой поведения исследуемой системы.

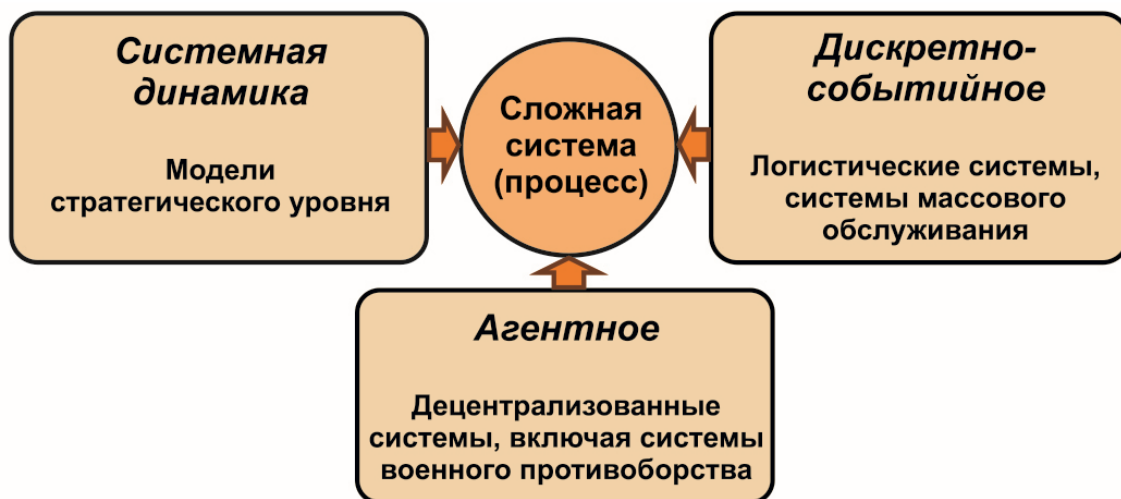


Рисунок 3 – Современные подходы к ИМ сложных систем и процессов

На основе системной динамики строят модели стратегического уровня, игнорируя детальное рассмотрение процессов функционирования подсистем и отдельных объектов. Дискретно-событийное (процессное) моделирование предполагает исследование только ряда основных, дискретно задаваемых событий, происходящих в системе. Этот подход наиболее целесообразен для моделирования процессов МТО войск (сил), в основе которых в большинстве случаев лежат известные процессы транспортной логистики. Агентное моделирование используется для исследования систем, не имеющих явно выраженной иерархии. В военной сфере подход стал популярным для исследования, например, боевых действий войск (сил) на тактическом уровне. Дополнительные сложности моделирования процессов МТО войск (сил) обусловлены также сочетанием существенно различных видов логистики в рамках реализуемых процессов (рис. 4).

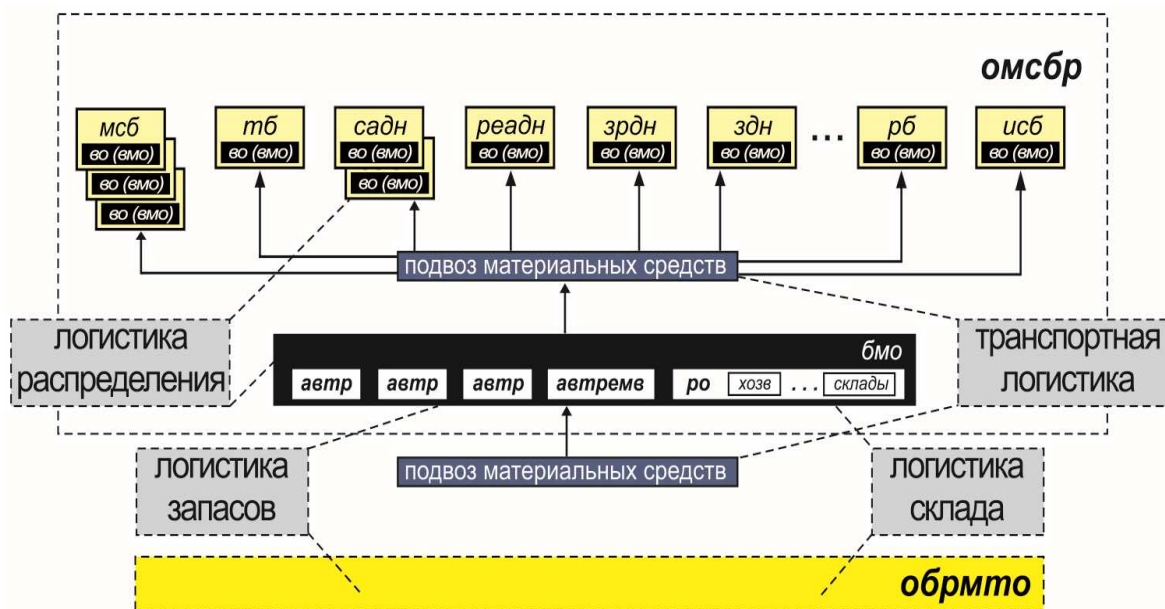


Рисунок 4 – Сочетание различных видов логистики при решении задач тылового обеспечения мотострелковой бригады

С целью приобретения практического опыта разработки ИМ прошла ИМ оперативных перевозок войск железнодорожным транспортом при перегруппировках в условиях возникновения барьерных рубежей (рис. 5), которая позволяет:

- повысить оперативность принятия решения по организации перевозочного процесса при возникновении барьерного рубежа на маршруте перевозки;

- прогнозировать основные параметры функционирования временного перегруженного района;
- формировать графический план перевозок в автоматизированном режиме с учетом вновь возникающих обстоятельств.

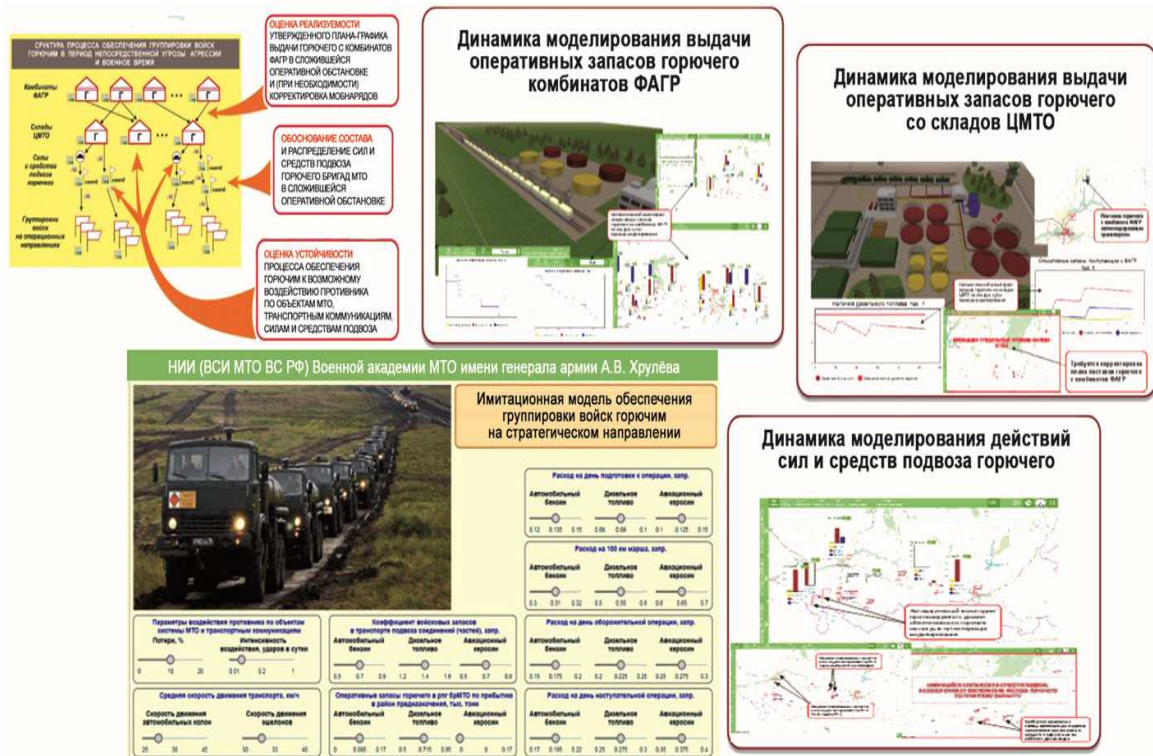


Рисунок 5 – Имитационная модель оперативных перевозок соединений и частей объединения железнодорожным транспортом при перегруппировке

Существенно более сложные процессы заложены в другой имитационной модели, разработанной и апробированной в ходе подготовки и проведения стратегических учений «Центр-2019» (рис. 5). Результаты моделирования позволяют принять обоснованные решения по вопросам:

- соответствия плана-графика выдачи горючего Федерального агентства по государственным резервам сложившейся оперативной обстановке;
- определения состава и распределения сил и средств подвоза горючего бригад МТО;
- оценки устойчивости процесса обеспечения горючим к воздействию противника по объектам МТО.

Актуальность математического моделирования процессов обеспечения армии и флота топливом с целью достижения технологического прорыва в этой сфере неоднократно подчеркивал заместитель Министра обороны Российской Федерации генерал армии Булгаков Д.В. в своих выступлениях.

Накопленный опыт в практике разработки ИМ инициировал существенный прорыв и в развитии общей теории моделирования процессов МТО войск (сил). Разработана технология создания специализированных инструментальных средств ИМ типовых логистических процессов, применение которой позволяет фактически разрабатывать цифровые двойники процессов МТО войск (сил) и, значит, исследовать весь жизненный цикл таких процессов.

Благодаря активной конгрессно-выставочной деятельности достигнутые под руководством Штаба МТО ВС РФ результаты в области ИМ получили высокую оценку со стороны научно-исследовательских организаций Минобороны России (НИО) и ведущих предприятий оборонно-промышленного комплекса (ОПК) в сфере создания КММ боевых действий. В этих условиях складывается многообещающая перспектива проведения

совместных инициативных разработок с предприятиями ОПК по созданию КММ для обеспечения деятельности должностных лиц ОВУ МТО.

Определенные трудности в области разработки КММ связаны также с тем, что существующие средства ИМ ориентированы на формализацию совокупностей тех или иных разновидностей взаимосвязанных процессов, имеющих, например, социальную, технологическую, логистическую направленность. Вследствие этого функциональные возможности существующих средств моделирования оказываются недостаточными для непосредственного применения в интересах ОВУ ВС РФ. Кроме того, как показывает накопленный в Минобороны России опыт разработки КММ, заказывающие управления видов и родов войск нередко затрудняются определить в полной мере структурные и функциональные требования к КММ и к среде его разработки. В связи с этим целесообразно проведение работ по созданию КММ в два этапа:

– создание (силами специалистов НИО) КММ ограниченной функциональности с целью исследования возможностей применяемой (созданной) среды имитационного моделирования и доработка последней в плане реализации необходимых функциональных требований;

– доработка среды ИМ и разработка (специалистами ОПК при военно-научном сопровождении работ специалистами НИО) полнофункциональных КММ.

Таким образом, в рамках реализации «Плана перехода на использование в Минобороны России унифицированных отечественных аппаратно-программных платформ в вооружении, военной и специальной техники» одним из перспективных направлений разработки КММ для обеспечения деятельности должностных лиц ОВУ видов и родов войск ВС РФ является создание отечественной среды ИМ. В дальнейшем поставка отечественной среды ИМ в НИО позволит разрабатывать постановки задач для взаимосвязанных цепочек математических моделей, создавать макетные образцы моделей с последующей их апробацией в деятельности ОВУ видов и родов войск ВС РФ, а также в ходе мероприятий оперативной и боевой подготовки. После всесторонней апробации моделей в практической деятельности ОВУ и уточнения соответствующих функциональных и технических требований организации ОПК смогут выполнять опытно-конструкторские работы по созданию и серийному производству КММ в сжатые сроки за минимальную цену и с учетом текущих потребностей войск (сил). Разработка и апробация методологических и технологических решений в этой области осуществляется всем военно-научным комплексом системы МТО ВС РФ при координации Штабов.

Литература

1. Воробьев А.А., Загодарчук И.В., Филяев М.П. Имитационное моделирование в военном деле / Научные проблемы материально-технического обеспечения Вооруженных Сил Российской Федерации : сборник научных трудов. – СПб. : Изд-во Политехнического университета, 2018. – Вып. 3. – С. 42–49.
2. Денисов В.Н., Саяпин О.В., Тиханычев О.В. О месте математического моделирования в работе органов военного управления // Военная мысль. – 2018. – № 5. – С. 28–33.
3. Аверин И.С. Перспективы автоматизации управления тыловым обеспечением войск // Наука и военная безопасность. – 2017. – № 4. – С. 47–51.
4. Воробьев А.А., Филяев М.П., Якшин А.С. Дискретно-событийное имитационное моделирование процессов материально-технического обеспечения войск (сил) // Наука и военная безопасность. – Омск : ОАБИИ, 2019. – Вып. 1. – С. 76–82.
5. Филяев М.П., Воробьев А.А. Технология создания специализированных инструментальных средств имитационного моделирования логистических процессов / Девятая всероссийская научно-практическая конференция по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности «Имитационное моделирование. Теория и практика» (ИММОД-2019); Труды конференции, 16–18 октября 2019 г. – Екатеринбург : Урал. гос. пед. ун-т, 2019. – С. 580–586.
6. Буренок В.М., Цырендоржиев С.Р. Создание системы моделирования – необходимое условие развития Вооруженных Сил Российской Федерации // Вооружение и экономика. – 2018. – № 4. – С. 4–11.
7. Васильев В.А., Федюнин П.А., Воробьев В.А., Васильев А.В. Методологические аспекты моделирования в сфере вооруженного противоборства // Воздушно-космические силы. Теория и практика. – 2018. – № 7. – С. 55–63.

8. Старовойтов С.Н. Проблемы создания и направления развития систем моделирования в интересах Сухопутных войск // Вестник Академии военных наук. – 2018. – № 4. – С. 8–12.
9. Ищук В.А., Рижский Д.В. Расчетно-моделирующий комплекс Сухопутных войск: назначение и возможности // Вестник Академии военных наук. – 2018. – № 4. – С. 22–30.
10. Девятков В.В. Методические аспекты организации и проведения комплексного исследования в имитационно-моделирующем комплексе // Вестник Академии военных наук. – 2018. – № 4. – С. 35–39.

References

1. Vorob'ev A.A., Zagodarchuk I.V., Filyaev M.P. Simulation modeling in military science / Scientific problems of the Russian Federation Armed Forces logistics: a collection of scientific papers. – St. Petersburg : Proceedings of the Polytechnic University, 2018. – Issue 3. – P. 42–49.
2. Denisov V.N., Sayapin O.V., Tikhanychev O.V. About a mathematical modeling place in the work of the military control bodies // Military thought. – 2018. – № 5. – P. 28–33.
3. Averin I.S. Automation prospects of the troops rear support control // Science and military security. – 2017. – № 4. – P. 47–51.
4. Vorob'ev A.A., Filyaev M.P., Yakshin A.S. Discrete-event simulation of the processes of the troops (forces) logistical support // Science and military security. – Omsk : ASBI, 2019. – Issue. 1. – P. 76–82.
5. Filyaev M.P., Vorob'ev A.A. Technology of creation of the specialized tool means of the simulation modeling of the logistic processes / Ninth All-Russian scientific-practical conference on simulation modeling and its application in science and industry «Imitation modeling. Theory and Practice» (IMMOD-2019); Proceedings of the conference, 16–18 October 2019 – Ekaterinburg : Ural State Pedagogical University, 2019. – P. 580–586.
6. Burenok V.M., Tsyrendorzhiev S.R. Creation of the modeling system – a necessary condition of the Russian Federation Armed Forces development // Armament and economy. – 2018. – № 4. – P. 4–11.
7. Vasiliev V.A., Fedunin P.A., Vorob'ev V.A., Vasiliev A.V. Methodological aspects of the modeling in the field of an armed confrontation // Aerospace forces. Theory and practice. – 2018. – № 7. – P. 55–63.
8. Starovoitov S.N. Problems of creation and direction of development of the modeling systems in interests of the Army // Bulletin of the Academy of Military Sciences. – 2018. – № 4. – P. 8–12.
9. Ischuk V.A., Riga D.V. Calculation and modeling complex of the Army: purpose and possibilities // Bulletin of the Academy of Military Sciences. – 2018. – № 4. – P. 22–30.
10. Devyatkov V.V. Methodical aspects of organization and carrying out of the complex research in an imitation-modeling complex // Vestnik of the Academy of Military Sciences. – 2018. – № 4. – P. 35–39.

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 2020 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, № 1

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2020, № 1

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 15.04.2020.
Подписано в печать 17.04.2020.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 23,4.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 23.12.2020.
It is sent for the press 17.04.2020.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 23,4.
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 № 2134

Order No. 2134

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