

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

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

№ 4

2019

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2019, № 4

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

www.id-yug.com

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.

Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.

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

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2019, № 4

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

www.id-yug.com

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

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

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 Kuvatovich,

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

УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,

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

URTENOV Makhamet Ali Huseevich,

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

УСАТИКОВ Сергей Васильевич,

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

USATIKOV Sergey Vasilyevich,

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

ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,

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

CHERNYKH Anatoly Iosifovich,

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

ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,

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

CHESHEV Anatoly Stepanovich,

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

ШАЗЗО Аслан Юсуфович,

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

SHAZZO Aslan Yusufovich,

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

ШАЗЗО Рамазан Измаилович,

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

SHAZZO Ramazan Izmailovich,

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

ШАПОШНИКОВА Татьяна Леонидовна,

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

SHAPOSHNIKOVA Tatyana Leonidovna,

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

ЯСЬЯН Юрий Павлович,

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

YASYAN Yury Pavlovich,

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

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Издательский Дом — Юг»

FOUNDER

JSC «Publishing House — South»

**АДРЕС РЕДАКЦИИ И
ИЗДАТЕЛЯ:**

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

**ADDRESS OF EDITION
AND PUBLISHER:**

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

ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ

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

MANAGER OF EDITION

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

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

ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА

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

DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE

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

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

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

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

Физико-математические науки Physical and mathematical sciences

Смелягин А.И.

Об аналогах скоростей и ускорений 19

Smelyagin A.I.

On speeding and acceleration analogues

Науки о земле Sciences about the earth

Антонов Е.Н.

Технологические решения для бурения и крепления эксплуатационной скважины на газ глубиной 3160 м на песчаной площади Краснодарского края 26

Antonov E.N.

Technological solutions for drilling and completion an operation well on a gas depth of 3160 m on the sandy square of the Krasnodar territory

Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н.

Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин 59

Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N.

Assessment of the technological and economic efficiency of developing a gas and oil field using horizontal wells

Дылев А.Ю., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.

Техника и технология проведения газогидродинамических исследований скважин на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения 88

Dylev A.Yu., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S.

Technology and technology of gas-hydrodynamic researches of wells on the example of the Yamburgskoye gas-condensate field

Дылев А.Ю., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.

Анализ технологии проведения газодинамических исследований на скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения 114

Dylev A.Yu., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S.

Analysis of gas-dynamic research technology in the wells of the Yamburgskoye gas and condensate field

Катюхин В.А., Савенок О.В., Кусов Г.В.

Разработка смесителя эжекторного модернизированного для системы поддержания пластового давления 139

Katyukhin V.A., Savenok O.V., Kusov G.V.
Development of an ejector mixer modernized
for a system for supporting a reservoir pressure

Нвизуг-Би Лейи Ключерт

Исследование эффективности применения различных методов
по интенсификации добычи нефти на месторождении Delta Niger 163

Nwizug-bee Leyii Kluivert

Research of efficiency of application of various methods
for intensification of oil production on the Delta Niger oil field

Лешкович Н.М.

Совершенствование технологии определения мест негерметичности
обсадных колонн на примере Анастасиевско-Троицкого месторождения 194

Leshkovich N.M.

Improvement of the technology for determining casing leakages using
the example of the Anastasievsko-Troitskoye field

Мостовой В.А.

Разработка эффективных рецептур буровых растворов
на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины
глубиной 2700 м на Аганском месторождении 221

Mostovoy V.A.

Development of effective formulations of drilling fluids for washing of vertical
oil production well with depth of 2700 m on the Aganskoye field

Перепечина Ю.В., Савенок О.В., Демченко А.В.

Геологические основы для технико-экономического обоснования
коэффициента извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения 248

Perpechina Yu.V., Savenok O.V., Demchenko A.V.

Geological foundations for technical and economic substantiation
of the oil removal factor of Anastasiyevsko-Troitskoye field

Перепечина Ю.В., Савенок О.В., Демченко А.В.

Технико-экономическое обоснование коэффициента
извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения 273

Perpechina Yu.V., Savenok O.V., Demchenko A.V.

Technical and economic substantiation of oil removal factor
of Anastasievsko-Troitskoye field

Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С.

Влияние асфальто-смоло-парафиновых, солевых отложений
и механических примесей на продуктивность скважин 298

Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S.

Influence of asphalt-resin-paraffin, salt deposits
and mechanical impurities on well productivity

Шумейко С.А.

Анализ текущего состояния разработки Южно-Ключевого месторождения 307

Shumeyko S.A.

Analysis of the current state of development of the Yuzhno-Klyuchevoye field

- Крамаренко А.В., Власов С.А.**
Исследование структуры керамзитобетона с точки зрения ударной вязкости 329
Kramarenko A.V., Vlasov S.A.
Impact toughness study of expanded claydite structure
- Григорьева В.П., Леонова А.Н.**
Аутригерные конструктивные системы 332
Grigoryeva V.P., Leonova A.N.
Outrigger Structural Systems
- Дворная З.Л., Снозová А.А.**
Сравнительный анализ облицовочных материалов для вентилируемого фасада 337
Dvornaya Z.L., Snozovaya A.A.
Comparative analysis of facing materials for ventilated facade
- Егоров Е.В., Хасанов Т.В.**
Коррозия металлических конструкций:
виды, причины возникновения, методы защиты 340
Egorov E.V., Khasanov T.V.
Corrosion of metal structures: types, causes of appearance, protection methods
- Коновалова Т.В., Надирян С.Л.**
Анализ методов оптимизации функциональных областей
транспортной логистики предприятий 344
Konvalova T.V., Nadiryán S.L.
Analysis of methods of optimization of functional areas
of transport logistics enterprises
- Гетман В.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л.**
Исследования в области оперативного планирования
междугородных грузовых автомобильных перевозок 347
Hetman V.A., Konvalova T.V., Nadiryán S.L.
Research in the field of operational planning of
international road freight transport
- Надирян С.Л., Орешкина А.Д.**
Потенциал развития автотранспортного комплекса Краснодарского края 350
Nadiryán S.L., Oreshkina A.D.
The potential for the development of the motor transport complex of
Krasnodar region
- Надирян С.Л., Мысливцева Е.Ю., Баглай Ф.А.**
Совершенствование работы маршрутного пассажирского транспорта
на маршруте № 52 354
Nadiryán S.L., Myslivtseva E.Yu., Baglay F.A.
Improving the operation of block passenger transport on route № 52
- Попов А.О.**
Особенности современных подходов при реконструкции фасадов жилых зданий 361
Popov A.O.
Features of modern approaches in reconstruction of
facades of residential buildings

Хасанов Т.В., Егоров Е.В. Горизонтальные и вертикальные стыки стеновых панелей	366
Khasanov T.V., Egorov E.V. Horizontal and vertical joints of wall panels	

Топливо-энергетический комплекс
Fuel and energy complex

Добробаба Ю.П., Овсиенко В.А. Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока	370
Dobrobaba Yu.P., Ovsienko V.A. Close to optimum optimum diagram for large change in angular speed of the executive dc controller	

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А. Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения	376
Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A. The analysis of transient characteristics of a sixth order system with two triple solutions of the characteristic equation	

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А. Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения	382
Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A. The analysis of transient characteristics of a sixth order system with triple solution, double solution and one-time solution of the characteristic equation	

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А. Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения	391
Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A. The analysis of transient characteristics of a sixth order system with triple solution and three one-time solutions of the characteristic equation	

Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Щелканов Г.В., Асланова Д.А. Анализ переходных характеристик системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения	399
Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Shchelkanov G.V., Aslanova D.A. Analysis of transitional characteristics of the third order system with real negative different roots of the characteristic equation	

Добробаба Ю.П., Мурлина В.А., Щелканов Г.В., Чувилин Н.А. Анализ переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения	408
--	-----

Dobrobaba Yu.P., Murlina V.A., Shchelkanov G.V., Chuvilin N.A.

Analysis of transitional characteristics of the fourth order system
with two times and valid negative different roots of the characteristic equation

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

Касьянов Г.И., Мишкевич Э.Ю.

Особенности изготовления продуктов питания для людей,
работающих в условиях низких температур 418

Kasyanov G.I., Mishkevich E.Yu.

Food features for people working in freezing temperatures

Информационные технологии
Information technologies

Носова Ю.С., Терехов Н.Г., Сычев Ф.В.

Общее представление о распознавании лиц: метод глобальных точек,
локальных признаков. Алгоритмы и проблемы 431

Nosova Yu.S., Terekhov N.G., Sichev F.V.

General representation of the recognition of speaking speech:
context-dependent methods, classical algorithms and problems

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ.....**

**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

Дворная З.М., Дворная З.Л.

Воспитательное значение формирования речевой культуры студентов
(лингводидактический аспект) 439

Dvornaya Z.M., Dvornaya Z.L.

Educational value of formation speech culture of students (linguo-didactic aspect)

Миронова С.Х., Мягкова Е.С.

Влияние физических упражнений
на умственные способности студенческой молодёжи 442

Mironova S.Kh., Myagkova E.S.

Influence of physical exercises on the mental abilities of student youth

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

621.01

ОБ АНАЛОГАХ СКОРОСТЕЙ И УСКОРЕНИЙ
◆◆◆◆
ON SPEEDING AND ACCELERATION ANALOGUES

Смелягин Анатолий Игоревич

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

Smelyagin Anatoly Igorevich

PhD in engineering, Professor
Department of Land Transport
and Mechanics,
Kuban State technological university
asmelyagin@yandex.ru

Аннотация. Известно, что классическая механика построена на законах-аксиомах И. Ньютона, которые в свою очередь опираются на такие основные понятия, как время, сила, закон движения, скорость и ускорения, количество движения. Но в природе нет такого понятия как время. Время — это дополнительный параметр, который вводит человек при исследовании различных механических движений материальных тел. Тогда возникает закономерный вопрос, почему время входит во все кинематические и динамические параметры движения материальных объектов. Показано, что вместо принятых в классической механике кинематических параметров правильнее использовать такие понятия, как аналоги скоростей и ускорений.

Annotation. It is known that classical mechanics is built on the laws-axioms of I. Newton, which in turn are based on such basic concepts as time, force, the law of motion, speed and acceleration, and momentum. But in nature there is no such thing as time. Time is an additional parameter that a person enters in the study of various mechanical movements of material bodies. Then the logical question arises as to why time is included in all kinematic and dynamic parameters of the motion of material objects. It is shown that instead of the kinematic parameters adopted in classical mechanics, it is more correct to use such concepts as analogues of velocities and accelerations.

Ключевые слова: закон, аксиома, тело, время, закон движения, скорость, ускорение, количество движения, сила, аналог скорости, аналог ускорения, движение.

Keywords: law, axiom, body, time, law of motion, speed, acceleration, amount of motion, force, analog of speed, analog of acceleration, motion.

Введение

Известно, что классическая механика построена на так называемых законах-аксиомах И. Ньютона, которые впервые были собраны в одном месте в «Математических началах натуральной философии» [1] и в оригинале имеют вид.

Аксиомы или законы движения

Закон I

Всякое тело продолжает удерживаться в своем состоянии покоя или равномерного и прямолинейного движения, пока и поскольку оно не понуждается приложенными силами изменять это состояние.

Закон II

Изменение количества движения пропорционально приложенной движущей силе и происходит по направлению той прямой, по которой эта сила действует.

Закон III

Действию всегда есть равное и противоположное противодействие, иначе — взаимодействия двух тел друг на друга между собой равны и направлены в противоположные стороны.

Современные трактовки законов Ньютона многообразны, хотя по смыслу и содержанию совершенно идентичны [2, 3, 4, 5].

Закон I

Тело (материальная точка) находится в состоянии покоя или равномерного прямолинейного движения, если оно не подвержено внешним воздействиям со стороны других тел.

Закон II

Произведение массы точки на вектор абсолютного ускорения, которое она получает под действием всех приложенных к точке сил, равно геометрической сумме этих сил.

$$m\bar{a} = \sum \bar{F}_i.$$

Закон III

Материальные точки взаимодействуют друг с другом силами, имеющими одинаковую природу, направленными вдоль прямой, соединяющей эти точки, равными по модулю и противоположными по направлению:

$$\bar{F}_{12} = -\bar{F}_{21}.$$

Заметим, что современные формулировки законов Ньютона, которые базируются на работах Эйлера [6] хотя и многообразны, но по смыслу и содержанию совершенно аналогичны и являются частными случаями законов-аксиом И. Ньютона.

Анализ [7, 8] оригинальных и современных законов Ньютона показывает, что они:

- относятся не к реальным материальным объектам (телам), а к несуществующим в природе материальным точкам;
- сформулированы только для объектов, совершающих поступательное движение.

Анализ законов-аксиом Ньютона показывает, что они опираются на такие основные понятия механики, как масса m , время t , сила \bar{F} , закон движения $\bar{S} = f(t)$, скорость \bar{V} , ускорение \bar{a} , количество движения $\bar{K} = m\bar{V}$.

Но во Вселенной (природе) нет таких понятий, как время и сила [8].

Сила и время – это идеализированные дополнительные параметры, которые вводит человек при исследовании механических движений материальных тел. Тогда возникает закономерный вопрос, почему эти кинематические и динамические параметры входят в законы-аксиомы классической механики.

Чтобы ответить на этот вопросы, рассмотрим такие понятия, как аналоги скоростей и ускорений [9–17].

Аналоги скоростей и ускорений

При исследовании машин и механизмов вводится понятие аналогов скоростей и ускорений [9–17]. 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 обобщенной координатой является угол поворота начального (первого) звена механизма φ_1 , то аналог скорости исследуемой точки будет:

$$S'_{i\varphi_1} = \frac{dS_i}{d\varphi_1}. \quad (1)$$

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 обобщённой координатой является угол поворота начального (первого) звена механизма φ_1 , то аналог ускорения исследуемой точки будет:

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

Из (1) и (2) 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 (1) и (2) определять, как мгновенные 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:

$$u_\omega = \frac{\omega_2}{\omega_1} = \frac{d\varphi_i/dt}{d\varphi_1/dt} = \frac{d\varphi_i}{d\varphi_1}. \quad (3)$$

В соответствии с (1) формулу (3) можно представить в виде:

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

Из (4) следует, что передаточное отношение u_ω – это аналог угловой скорости по Ассуру.

Поступая аналогично, найдем передаточное отношение для угловых ускорений

$$u_\varepsilon = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} = \frac{d^2\varphi_i/dt^2}{d^2\varphi_1/dt^2} = \frac{d^2\varphi_i}{d\varphi_1^2}. \quad (5)$$

В соответствии с (2) формулу (5) можно представить в виде:

$$\varphi''_{i\varphi_1} = \frac{d^2\varphi_i}{d\varphi_1^2}. \quad (6)$$

Из (6) следует, что передаточное отношение u_ε – это аналог углового ускорения по Ассуру.

Следовательно, как следует из (4) и (6), 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 в этой работе не имеет смысла. Важно то, что эти понятия позволяют исследовать кинематику и динамику механических систем без такого искусственного параметра, как время.

Для исследования движения любого материального объекта надо выбрать координатную систему и связать её с каким-то объектом. Во Вселенной нет неподвижных объектов, то есть все материальные тела движутся относительно друг друга и постоянно изменяются. Следовательно, чтобы правильно исследовать движение любого материального тела надо это движение изучать относительно другого движущегося объекта, который назовём базовым. С этим базовым объектом и надо связывать систему координат, относительно которой и будет исследоваться движение исследуемого объекта. Так как базовый объект движется, то и система координат, относительно которой мы будем изучать движение исследуемого объекта, тоже будет подвижной.

Однако практически все современные законы и теоремы классической механики записаны относительно неподвижной, так называемой абсолютной, системы координат, которая исследователем мысленно связывается с неподвижным объектом. Отметим, что неподвижная система координат – это идеализация исследователя. Во Все-

ленной нет неподвижных материальных объектов, а, следовательно, и нет тел, к которым можно привязать неподвижную систему координат.

Итак, для исследования реального движения какого-то объекта, нам надо знать движение базового объекта относительно которого он совершает движение и с которым будет связана подвижная система координат.

Рассмотрим на примере такое движение тел

Пусть, например, базовый объект 1 (рис. 1), с которым связана подвижная система координат, совершает перемещение S_1 со скоростью V_1 и ускорением a_1 . Такое допущение объясняется тем, что исследование движения практически любых объектов проводятся в ограниченном бесконечно малом пространстве Вселенной.

Примем, что исследуемый объект 2 так же имеет прямолинейное поступательное перемещение S_2 , со скоростью V_2 и ускорением a_2 .

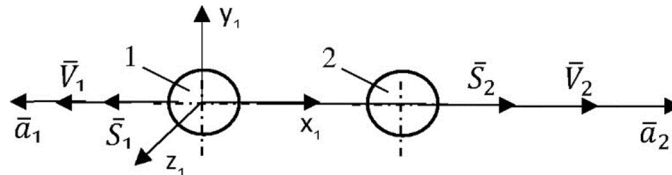


Рисунок 1 – Расчётная схема

Найдём аналог скорости исследуемого объекта

В соответствии с (1) под аналогом скорости будем понимать первую производную от перемещения исследуемого объекта 2 по перемещению базового объекта 1, то есть:

$$S'_{2S_1} = \frac{dS_2}{dS_1}. \quad (7)$$

Установим связь между скоростью исследуемого объекта V_2 и его аналогом скорости:

$$V_2 = \frac{dS_2}{dS_1} \cdot \frac{dS_1}{dt}. \quad (8)$$

Из (8) с учётом (7), получим:

$$V_2 = S'_{2S_1} \cdot V_1. \quad (9)$$

Так как выбор базового объекта 1, относительно которого изучается движение исследуемого тела 2, является выбором исследователя, то примем, что тело 1, с которым связана подвижная система координат, движется с постоянной скоростью, то есть

$$V_1 = const = B. \quad (10)$$

С учётом (10) уравнение (9) примет вид:

$$V_2 = BS'_{2S_1}. \quad (11)$$

Из (11) следует, что при принятых условиях скорость исследуемого тела V_2 будет прямо пропорциональна аналогу скорости.

Примем, например, что скорость базового объекта будет равна:

$$B = 1 \frac{m}{c}. \quad (12)$$

С учётом (12) уравнение (11) примет вид:

$$V_2 \equiv S'_{2S_1}. \quad (13)$$

Из (13) следует, что скорость исследуемого тела 1 и его аналог скорости по модулю равны между собой. Именно этим и объясняется, почему время определяет такие кинематические параметры движения материальных объектов, как закон движения $\bar{S} = f(t)$, скорость $\bar{V} = f(t)$ и количество движения $\bar{K} = f(t)$.

Найдём связь между ускорением и его аналогом

В соответствии с (2) для рассматриваемого примера под аналогом ускорения будем понимать вторую производную от перемещения исследуемого объекта 2 по перемещению базового объекта 1, то есть:

$$S''_{2S_1} = \frac{d^2 s_2}{ds_1^2}. \quad (14)$$

Установим связь между ускорением исследуемого объекта a_2 и его аналогом ускорения:

$$a_2 = \frac{dv_2}{dt} = \frac{d(S'_{2S_1} \cdot V_1)}{dt} = S'_{2S_1} \frac{dv_1}{dt} + V_1 \frac{dS'_{2S_1}}{dt} \frac{ds_1}{ds_1}. \quad (15)$$

Из (15), с учётом (14) следует, что:

$$a_2 = S'_{2S_1} a_1 + S''_{2S_1} V_1. \quad (16)$$

Учитывая (11), (12) и, что $a_1 = 0$, уравнение (16) примет вид:

$$a_2 = B^2 S''_{2S_1}. \quad (17)$$

Так как ранее было принято, что $B = 1 \frac{M}{c}$, то (17) примет вид:

$$a_2 \equiv S'_{2S_1}. \quad (18)$$

Из (18) видно, что ускорение исследуемого тела и его аналог ускорения по модулю тождественно равны между собой. Именно этим и объясняется, почему время определяет ускорения $\bar{a} = f(t)$, и так же входит в такие важные понятия как, например, силы инерции и вязкого трения $\bar{F} = f(t)$.

Известно, что в природе существует два простейших движения – поступательное и вращательное. Для поступательного движения аналоги уже найдены, то найдём аналоги угловой скорости и углового ускорения для вращательного движения.

Пусть, например, базовый объект 1, с которым связана подвижная система координат, как и в предыдущем случае, совершает прямолинейное перемещение S_1 со скоростью V_1 и ускорением a_1 . Примем, что исследуемый объект, например 2, будет иметь угол поворота φ_2 , угловую скорость ω_2 и угловое ускорение ε_2 .

Найдём аналог угловой скорости исследуемого объекта

В соответствии с (1) под аналогом угловой скорости будем понимать первую производную от угла поворота φ_2 исследуемого объекта 2 по перемещению базового объекта 1, то есть:

$$\varphi'_{2S_1} = \frac{d\varphi_2}{ds_1}. \quad (19)$$

Установим связь между угловой скоростью ω_2 исследуемого объекта и её аналогом угловой скорости:

$$\omega_2 = \frac{d\varphi_2}{dt} \frac{ds_1}{ds_1} = \varphi'_{2S_1} \cdot V_1. \quad (20)$$

Примем, как это было сделано ранее, что базовое тело 1, с которым связана подвижная система координат, движется с постоянной скоростью (10).

С учётом (10) уравнение (20) примет вид:

$$\omega_2 = \varphi'_{2S_1} \cdot B. \quad (21)$$

Из (21) следует, что при принятых условиях угловая скорость ω_2 исследуемого тела будет прямо пропорциональна аналогу угловой скорости.

Примем, как и в предыдущем случае, что:

$$B = 1 \frac{M}{c}. \quad (22)$$

С учётом (22) уравнение (21) примет вид:

$$\omega_2 \equiv \varphi'_{2S_1}. \quad (23)$$

Из (23) следует, что угловая скорость исследуемого тела и её аналог скорости по модулю равны между собой.

Именно этим и объясняется, почему время определяет такие кинематические параметры движения материальных объектов, как закон движения $\bar{\varphi} = f(t)$, угловая скорость $\bar{\omega} = f'(t)$ и кинетический момент $\bar{L} = f''(t)$.

Найдём связь между угловым ускорением и его аналогом

В соответствии с (2) под аналогом углового ускорения будем понимать вторую производную от угла поворота исследуемого объекта 2 по перемещению объекта 1, то есть:

$$\varphi''_{2S_1} = \frac{d^2\varphi_2}{dS_1^2}. \quad (24)$$

Установим связь между угловым ускорением ε_2 исследуемого объекта и его аналогом:

$$\varepsilon_2 = \frac{d\omega_2}{dt} = \frac{d(\varphi'_{2S_1} \cdot V_1)}{dt} = \varphi'_{2S_1} \frac{dV_1}{dt} + V_1 \frac{d\varphi'_{2S_1}}{dt} \frac{dS_1}{dS_1}. \quad (25)$$

После преобразования (25), получим:

$$\varepsilon_2 = \varphi'_{2S_1} a_1 + V_1^2 \varphi''_{2S_1}. \quad (26)$$

При принятых условиях, что $V_1 = 1 \frac{M}{c}$, уравнение (26) примет вид:

$$\varepsilon_2 \equiv S''_{2S_1}. \quad (27)$$

Из (27) следует, что угловое ускорение исследуемого тела и его аналог по модулю тождественно равны между собой.

Именно этим и объясняется, почему время определяет такие кинематические параметры движения материальных объектов, как угловое ускорение $\bar{\varepsilon} = f''(t)$ и моменты сил $\bar{M} = f'''(t)$.

Выводы

Известно, что движение тел является относительным, следовательно, движение любого исследуемого объекта должно изучаться с учётом движения базового тела.

Исторически так сложилось, что все движения исследуемых тел традиционно рассматривают относительно неподвижной системы координат, которую не связывают с движением объекта, относительно которого и изучают движение исследуемого объекта.

Последний подход к исследованию движения тел следует признать частным случаем исследования общего движения тел. Именно этим и объясняется, почему время входит в такие кинематические и динамические параметры как скорость, ускорение, закон движения, силы, моменты сил и так далее.

Правильнее для изучения общего движения исследуемых объектов применять такие понятия, как аналоги скоростей и ускорений, которые в частных случаях совпадают со скоростями и ускорениями.

Литература

1. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М. : Наука, 1989. – 688 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. Кухлинг Х. Справочник по физике / перевод с нем. – М. : МИР, 1983. – 520 с.
5. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
6. Эйлер Л. Основы динамики точки. – М.; Ленинград : НТИ-НКТП СССР, 1938. – 500 с.
7. 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.

8. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 17–26.
9. Левитский Н.И. Теория машин и механизмов. – М. : Наука, 1979. – 576 с.
10. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – М.; Новосибирск : ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
11. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2014. – 263 с.
12. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
13. Смелягин А.И. Структура машин, механизмов и конструкций. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 387 с.
14. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей и ускорений для исследования механических систем с помощью новых аксиом и теорем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 21–29.
15. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 10. – С. 125–139.
16. Приходько А.А., Смелягин А.И. Кинематический анализ планетарного зубчатого механизма преобразования вращательного движения в возвратно-вращательное // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2016. – № 12. – С. 21–27.
17. Prikhodko A.A., Smelyagin A.I., Tsybin A.D. Kinematics of planetary mechanisms with intermittent motion // Procedia Engineering. – 2017. – Т. 206. – С. 380–385.

References

1. Newton Isaac. Mathematical principles of natural philosophy. – М. : Nauka, 1989. – 688 p.
2. Golubev Yu.F. Fundamentals of theoretical mechanics. – М. : Publishing House of Moscow State University, 2000. – 2nd ed. – 720 p.
3. Kuzmichev V.E. Laws and formulas of physics. – Kiev : Science. Dumka, 1989. – 864 p.
4. Kuhling H. Handbook of Physics / German translation. – М. : MIR, 1983. – 520 p.
5. Nikitin NN The course of theoretical mechanics. – М. : Higher. school., 1990. – 607 p.
6. Euler L. Fundamentals of the dynamics of a point. – М.; Leningrad : NTI-NKTP USSR, 1938. – 500 p.
7. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 1. – P. 21–25.
8. Smelyagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 17–26.
9. Levitsky N.I. Theory of Machines and Mechanisms. – М. : Nauka, 1979. – 576 p.
10. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – М.; Новосибирск : INFRA-M, 2008. – 263 p.
11. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – М. : INFRA-M, 2014. – 263 p.
12. Smelyagin A.I. The structure of mechanisms and machines. – М. : Higher. school., 2014. – 304 p.
13. Smelyagin A.I. The structure of machines, mechanisms and constructions. – М. : INFRA-M, 2019. – 387 p.
14. Smelyagin A.I. The use of analogs of speeds and accelerations for the study of mechanical systems using new axioms and theorems // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 21–29.
15. Smelyagin A.I. The use of speed analogues for the study of mechanical systems of rotational motion // Scientific works of the Kuban State Technological University. – 2016. – № 10. – P. 125–139.
16. Prikhodko A.A., Smelyagin A.I. The kinematic analysis of a planetary gear mechanism for converting rotational motion into reciprocating rotational motion. Proceedings of Higher Educational Institutions. Machine building. – 2016. – № 12. – P. 21–27.
17. Prikhodko A.A., Smelyagin A.I., Tsybin A.D. Kinematics of planetary mechanisms with intermittent motion // Procedia Engineering. – 2017. – Vol. 206. – P. 380–385.

УДК 622.24.084 + 622.245.1

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ НА ГАЗ ГЛУБИНОЙ 3160 М
НА ПЕСЧАНОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ**



**TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR DRILLING AND COMPLETION
AN OPERATION WELL ON A GAS DEPTH OF 3160 M
ON THE SANDY SQUARE OF THE KRASNODAR TERRITORY**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер по бурению,
ОСБ УСБ АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Аннотация. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений продолжается в течение многих десятилетий, поэтому многие из известных крупных залежей значительно истощены. Имея развитую нефтедобывающую и нефтеперерабатывающую инфраструктуру, регион крайне заинтересован в восполнении топливно-энергетических ресурсов. Особенно ценными являются запасы качественного углеводородного сырья в пределах известных и эксплуатируемых месторождений, так как их вовлечение в эксплуатацию не требует дополнительных затрат на развитие новых инфраструктур, как это происходит в отдельных регионах. В статье рассмотрено проведение работ по бурению и креплению эксплуатационной скважины на газ глубиной 3160 м на Песчаной площади. Важной задачей является рассмотрение высокоэффективной и безопасной технологии крепления скважины. Технические решения, рассмотренные в статье, направлены на создание качественной скважины в плане надёжности и долговечности при строгом соблюдении условий охраны окружающей среды.

Ключевые слова: обоснование и расчёт профиля скважины; обоснование конструкции скважины; проектирование процессов заканчивания скважин; расчёт процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; гидравлический расчет цементирования скважины; выбор буровой установки.

Antonov Evgeniy Nikolaevich

lead drilling engineer,
JSB USB of JSC «Samotlornftegas»
evgeniy_kz@mail.ru

Annotation. The exploitation of oil and gas fields continues for many decades, so many of the known large deposits are significantly depleted. Having a developed oil production and oil refining infrastructure, the region is extremely interested in replenishing fuel and energy resources. Especially valuable are the reserves of high-quality hydrocarbon raw materials within the known and exploited fields, since their involvement in the operation does not require additional costs for the development of new infrastructures, as is the case in some regions. The article discusses the work on drilling and fixing a production well for gas with a depth of 3160 m on Peschanaya field. An important task is to consider a highly efficient and safe technology for well attachment. The technical solutions discussed in the article are aimed at creating a high-quality well in terms of reliability and durability with strict observance of environmental protection conditions.

Keywords: substantiation and calculation of the well profile; substantiation of well design; design of well completion processes; calculation of well cementing processes; choice of casing cementing method; hydraulic calculation of well cementing; rig selection.

**Общие сведения о районе буровых работ
и геологическое строение участка буровых работ**

Площадь работ расположена на территории Краснодарского края Славянского района, в 100 км от г. Краснодара.

Рельеф местности представляет собой низменность с многочисленными старицами, заболоченными участками, мелкими островами. Максимальные абсолютные отметки 0–1 м. Сейсмичность района до 5 баллов по шкале Рихтера.

По данным бурения и ГИС в разрезе чокрака выделено 11 пачек. Основные перспективы на Песчаной площади связываются с предполагаемыми залежами, которые приурочены к сложнопостроенным ловушкам в VII и VIII пачках. Благоприятные структурные условия не исключают возможности существования ловушек и в других пачках, в случае развития в них гранулярных коллекторов.

Песчаная площадь входит в состав Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. В пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба, к которому в тектони-

ческом плане относится площадь проведения работ, продуктивным является миоценовый нефтегазоносный комплекс.

В целом анализ результатов поисково-разведочных работ в чокракских отложениях западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба позволяет сделать следующие выводы:

1. Чокракские отложения рассматриваемого района характеризуется резкой гидравлической дифференцированностью резервуаров, что находит отражение в региональном развитии АВПД с широким диапазоном коэффициентов аномальности (от 1,37 до 2,08).

2. Продуктивность чокракских отложений не коррелируется со степенью гидродинамической напряжённости вмещающих резервуаров.

3. Углеводородные залежи приурочены сложнопостроенным комбинированным ловушкам с элементами тектонического и литологического экранирования.

4. Экранирующие разрывные нарушения, обособляющие тектонические блоки на северном борту ЗКП, как правило, прослеживаются от среднего сармата до майкопа. Сопоставление толщин, осложнённых дизъюнктивными дислокациями отложений по смежным блокам, показывает, что часть разломов имеет кон-, а часть постседиментационный характер.

5. Линзовидный замкнутый характер чокракских коллекторов позволяет исключить механизм формирования углеводородных залежей за счёт латеральной миграции на региональном уровне.

6. Распределение пластовых давлений по разрезу чокракских отложений не имеет выраженной закономерности увеличения с глубиной, в ряде случаев наблюдается флюидодинамическая инверсия разреза (площади Морозовская, Южно-Морозовская, Варавенская и др.).

7. Строгой математической зависимости между пластовой температурой и глубиной залегания по разрезу чокракских отложений на локальном уровне не прослеживается, что обусловлено резкой литолого-фациальной изменчивостью пород, обладающих различными теплофизическими свойствами.

По данным сейсмических исследований, а также результатам бурения на соседних площадях, в районе работ наиболее выдержаны VII и VIII пачки, с которыми связываются основные перспективы нефтегазоносности чокракских отложений на площади Песчаной. Учитывая сложности, имеющиеся при определении фазового состояния выявленных залежей и невозможность его достоверного прогноза на перспективных площадях, тип залежи VII пачки на площади Песчаной (по аналогии с залежью, вскрытой скважиной № 20 Прибрежной) принимается газоконденсатным, а в VIII пачке (по аналогии с залежью, вскрытой скважиной № 1 Восточно-Прибрежной) – нефтяным.

К настоящему времени на лицензионном участке ООО «Газпром добыча Краснодар» коллектора VII пачки вскрыты на Прибрежной (скважины №№ 1, 3, 4, 12, 13, 14, 15 и 25-бис), Северо-Прибрежной (скважины №№ 1 и 21) и Восточно-Прибрежной (скважины №№ 1 и 2) площадях; коллектора VIII пачки вскрыты на Прибрежной (скважины №№ 3, 14, 15 и 25-бис), Восточно-Прибрежной (скважины №№ 1 и 20) и Черноерковской (скважины №№ 1 и 2) площадях, а на участке ООО «РН – Краснодарнефтегаз» – на Восточно-Черноерковской, Западно-Мечётской, Морозовской, Западно-Морозовской и Южно-Морозовской площадях. С отложениями VIII пачки связана нефтяная залежь, вскрытая скважиной № 1 Восточно-Прибрежной. На штуцере 5 мм дебит нефти составил 205 м³/сут., а газа – 50,6 тыс. м³/сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 3258 м, составило 606,0 кгс/см² при коэффициенте аномальности 1,98. Пластовая температура 131 °С.

Таким образом, доказанная продуктивность VII и VIII пачек чокракских отложений на соседних площадях, территориальная близость к выявленным месторождениям, а также сходство термобарических и геологических условий позволяют с достаточной степенью достоверности прогнозировать наличие углеводородных залежей на Песчаной площади в VII и VIII пачках. Кроме того, при развитии коллекторов и благоприятных структурных условиях не исключена возможность наличия УВ залежей в других пачках чокракских отложений.

Конструкция скважины

Конструкция скважины определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот, которыми ведётся бурение под каждую колонну, высотой подъёма тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Конструкция скважины зависит от глубины залегания продуктивных пластов, их продуктивности и коллекторских свойств, пластовых и поровых давлений, а также давления гидроразрыва проходимых пород, физико-механических свойств и состояния пород.

При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола. В данном проекте предусматриваются три обсадные колонны: под направление, под кондуктор и эксплуатационная колонна. Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется местоположением продуктивных пластов, способами закачивания и эксплуатации скважины, а также конструкцией забоя. В нашем случае она составляет 3160 м. Глубина кондуктора – 850 м, направления – 30 м.

Диаметры обсадных колонн и долот выбираем снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

Исходя из предлагаемого дебита и габаритов средств откачки, а также учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем конечный диаметр бурения 215,9 мм, диаметр эксплуатационной колонны – 146 мм.

Диаметры кондуктора и направления выбираем в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в неё долотом для последующего интервала. Диаметры долот для кондуктора и направления составляют 295,3 мм, 39,7 мм и 490 мм, а диаметры обсадных колонн: 245 мм, 324 мм и 426 мм соответственно.

Высота подъёма тампонажного раствора в затрубном пространстве определяется на основании действующих инструктивных и методических материалов. Высоту подъёма цементного раствора за всеми колоннами следует производить до устья скважины.

Выбор промывочного реагента бурения скважины и вскрытия пласта

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций:

- удаление шлама из-под долота, транспорт его по затрубному пространству и обеспечение отделения его на поверхности;
- удержание шлама во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора;
- охлаждение долота и облегчение разрушения породы в призабойной зоне;
- создание давления из стенки скважины для предупреждения водо-, нефте- и газопровывлений;
- оказание физико-химического воздействия на стенки скважины, предупреждая их обрушение;
- обеспечение сохранения проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии;
- передача энергии гидравлическому забойному двигателю (при его использовании) и др.

При бурении проектируемой скважины будут использоваться следующие буровые растворы.

В процессе бурения под направление и кондуктор будет применяться глинистый раствор плотностью 1,1 г/см³ с химреагентами (Na₂CO₃, КССБ, графит), который обеспечит бурение без осложнений интервала 0–360 м, где предполагается наличие обвалов.

Свойства глинистого раствора:

плотность, г/см ³	1,1
условная вязкость, с	30–50
СНС _{0/10} , Па	4/6
водоотдача, см ³ /30 мин. (API)	6–8
pH	7
толщина глинистой корки, мм	1

При бурении под эксплуатационную колонну возможны обвалы в интервалах: 1090–1145 м, 1470–1505 м, 2990–3270 м, и нефтепроявления в интервалах: 3060–3080 м, 3100–3120 м. Поэтому здесь предусматривается применение высокоингибирующего калиевого раствора на основе гуматов (ВИКР).

Этот раствор обладает тройным ингибирующим действием:

- 1) хлорид калия как электролит при концентрации более 2 % подавляет процессы набухания глин;
- 2) ионы калия, проникая в кристаллическую решётку, меняют природу глин, делая их водонечувствительными;
- 3) особое ингибирующее действие в этой системе осуществляют гуматы, растворимость которых зависит от величины рН среды.

Существуют критические значения рН ($pH_{кр}$), выше которых гуматы растворимы даже в минерализованном буровом растворе и активно действуют как в регулировании водоотдачи, так и структурно-механических свойств. При значениях рН ниже критического уровня гуматы высаливаются и полностью теряют активность, раствор загустевает, водоотдача повышается. В калиевом растворе величина $pH_{кр}$ колеблется от 8,5 до 9,0, поэтому для поддержания свойств этого раствора на заданном уровне величину рН в системе регулируют на 1,0–1,5 единицы выше, чем $pH_{кр}$.

Процесс ингибирования глин гуматами происходит следующим образом. Фильтрат калиевого раствора, содержащий большое количество растворимых гуматов, проникает в микротрещины глинистой породы. Процесс гидратации глин сопровождается поглощением каустической соды, и величина рН снижается до 7,0–7,4, что значительно ниже критического значения. В такой среде гуматы высаливаются из фильтрата (выпадают в осадок) и существенно повышают прочность сформированных ионами калия коагуляционных контактов между активными плоскостями в микротрещинах глин. В результате такого действия гуматов устойчивость глин существенно повышается.

По некоторым данным ингибирующий эффект гуматов (индекс устойчивости) составляет 60–70 % от общего ингибирующего действия данной системы ВИПГР.

Регулировать величину $pH_{кр}$ можно известью и КСl. С повышением концентрации этих электролитов повышается $pH_{кр}$.

Состав раствора, кг/м³:

бентонит	20–30
NaOH	2–3
ИКГУМ	40
КСl	50
ИКЛИГ-1	10
ИКДЕФОМ	0,3
ИКЛУБ	3–5

Свойства раствора:

плотность, г/см ³	1,65
условная вязкость, с	20–30
пластическая вязкость, сПз	10–15
ДНС, Па	4,0–8,0
СНС _{0/10} , Па	1,5–3,0 / 3,0–6,0
водоотдача, см ³ /30 мин. (API)	6–8
рН	10–11
рН _{кр}	8,5–9,5

Назначение реагентов:

- бентонит – структурообразователь;
- КСl – разжижитель, регулятор свойств корки;
- ФХЛС – регулятор рН.

Технология приготовления ВИПГР

К воде добавляют бентонит, NaOH и перемешивают 1 час, затем вводят КСl и все остальные реагенты, через 15–20 минут перемешивания раствор готов.

Основным недостатком системы ВИПГР является отрицательное влияние фильтрата этого раствора на продуктивные пласты. Гуматы высаливаются из фильтрата в пласте также как в глинах за счёт снижения величины рН вследствие адсорбционных и ионообменных реакций. Осаждённые гуматы кольматируют продуктивный пласт, и проницаемость снижается в 2–4 раза.

Однако в последнее время в бурении развивается тенденция применять для первичного вскрытия продуктивных пластов специальные жидкости типа ИКАРБ с полной заменой ранее применяемого раствора.

В связи с этим система ВИПГР представляется весьма перспективной для бурения в неустойчивых глинах. Помимо высокой эффективности этот раствор отличается доступностью и низкой стоимостью основных реагентов и материалов.

Техника бурения

Определение максимальной массы бурильной колонны

Диаметр бурильных труб должен составлять 60–65 %, а диаметр УБТ – 75–85 % от диаметра долота. Поэтому при бурении проектируемой скважины будут использоваться бурильные трубы диаметром 127 мм, а УБТ – диаметром 178 мм.

Определим вес снаряда по формуле:

$$Q_{кр} = k \cdot \alpha \cdot q \cdot L \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_{см}} \right),$$

где k – коэффициент, учитывающий силы трения колонны бурильных труб стенки скважины, а также возможные прихваты её породой (при подъёме снаряда $k = 1,25–1,50$; при подъёме обсадных труб $k = 1,5–2,0$); α – коэффициент, учитывающий увеличение веса труб за счёт соединяющих их элементов (для муфтово-замкового $\alpha = 1,1$); q – вес 1 м труб, кг; L – длина колонны труб, м; $\gamma_{жс}$ – удельный вес промывочной жидкости, г/см³; $\gamma_{см}$ – удельный вес материала бурильных труб (для стали 7,85 г/см³).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 30 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85} \right) = 1320,06 \text{ кг} = 1,32 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 850 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85} \right) = 27858,08 \text{ кг} = 27,85 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 3160 \cdot \left(1 - \frac{1,65}{7,85} \right) = 122247,86 \text{ кг} = 122,24 \text{ тонн.}$$

Вес снаряда можно также рассчитать по следующей формуле:

$$Q_{кр} = (P_{при} + P_{переводн} + P_{убт} + P_{вед.тр} + P_{вертлюга}) \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_{см}} \right).$$

Для этого необходимо знать длину утяжелённых бурильных труб. Вычислим её по формуле:

$$L_{УБТ} = k \cdot \frac{P}{q \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_{см}} \right)},$$

где P – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, Н; q – вес 1 м УБТ, кг; k – коэффициент завышения веса БТ ($k = 1,25$).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$L_{УБТ} = 1,25 \cdot \frac{5954,75}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right)} = 6,67 \text{ м.}$$

Осевая нагрузка осуществляется с навеса.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$L_{УБТ} = 1,25 \cdot \frac{121190,4}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right)} = 135,52 \text{ м.}$$

Применяем 5 свечей УБТ диаметром 178 мм по 28 м.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$L_{УБТ} = 1,25 \cdot \frac{168207,69}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,65}{7,85}\right)} = 190,92 \text{ м.}$$

Применяем 7 свечей УБТ диаметром 178 мм по 28 м.

Вычислим вес бурового снаряда для эксплуатационной колонны:

$$Q_{кр} = (P_{при} + P_{переводн} + q_{убт} \cdot L_{убт} + q_{бур.тр.} \cdot L_{бур.тр.} + q_{вед.тр.} \cdot L_{вед.тр.} + P_{вертлюга}) \times \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{ст}}\right).$$

$$Q_{кр} = (150 + 15 + 190 \cdot 156 + 3100 \cdot 31,9 + 15 \cdot 124,3 + 2300) \cdot \left(1 - \frac{1,65}{7,85}\right) = 112549,77 \text{ кг} = 112,55 \text{ тонн}$$

Определим вес обсадной эксплуатационной колонны по формуле:

$$P_{обс} = L_{обс} \cdot q_{обс},$$

где $L_{обс}$ – длина обсадной колонны, м; $q_{обс}$ – вес 1 м обсадных труб, кг.

$$P_{обс} = 3290 \cdot 33,5 = 110215 \text{ кг} = 110,22 \text{ тонн.}$$

Выбор типа буровой установки

Буровые установки – это комплексные системы, включающие все основные и вспомогательные агрегаты и механизмы, которые необходимы для строительства скважины. Эксплуатационные характеристики бурового оборудования и их конструкция закладываются таким образом, чтобы обеспечить оптимальные условия при бурении скважин определенной глубины установками соответствующего класса.

Буровую установку выбирают по её максимальной грузоподъёмности, обуславливающей вес в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных труб. По номинальной грузоподъёмности ограничивается и допустимый вес в воздухе обсадной колонны, спускаемой в один приём.

Тип привода буровой установки выбирается в зависимости от региональных условий. Учитывая опыт работ в данном районе, бурение проектируемой скважины будет осуществляться с использованием привода от ДВС.

Буровая установка с дизель-гидравлическим приводом БУ3200/200ДГУ-1 соответствует проектной глубине скважины 3290 м и максимальной нагрузке на крюке 122,25 тонн.

Она предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ условной глубиной 3200 м в условиях умеренного климата, климатическое исполнение «У», категория I.

Способ монтажа и транспортирования

Конструкция буровой установки предусматривает:

- крупноблочное транспортирование вышечно-лебёточного и навесного блоков на тяжеловозах ТПП-70 и Т-60;
- транспортирование средними блоками на трейлерах и платформах ПП40Бр грузоподъёмностью 40 тонн;
- агрегатный способ перевозки транспортом общего назначения.

Основные параметры БУЗ200/200ДГУ-1:

1. Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	2000 (200)
2. Условная глубина бурения, м	3200
3. Скорость подъёма крюка при расхаживании колонн, м/с	0,2
4. Скорость установившегося движения при подъёме элеватора (без нагрузки), м/с	1,5
5. Расчётная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъёмного агрегата, кВт	670
6. Диаметр отверстия в столе ротора, м	700
7. Расчётная мощность привода ротора, кВт	280
8. Мощность бурового насоса, кВт	950
9. Высота основания (от пола буровой), м	6
10. Просвет для установки сборки превенторов, м	4,7
11. Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната, кН	217
12. Диаметр талевого каната, м	28
13. Диаметр тормозного шкива (обода), мм	1180
14. Наибольшая оснастка талевой системы	5x6
15. Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа (кгс/см ²)	32(320)
16. Максимальная подача насоса, л/с	46
17. Максимальная нагрузка на стол ротора, кН	5000
18. Максимальная нагрузка на ствол вертлюга, кН	2500
19. Максимальная частота вращения ствола вертлюга, с ⁻¹ (об./мин.)	3,33 (200)
20. Вышка	А-образная
21. Максимальная нагрузка вышки, кН	2500
22. Рабочая высота вышки, м	45
23. Расстояние между ногами вышки, м	10,3
24. Суммарный объём циркуляционной системы, м ³	120
25. Пропускаемая способность, дм ³ /с:	
вибросита	60
пескоотделителя	65
илоотделителя	45
26. Число компрессоров, шт.	3
27. Производительность компрессора, м ³ /мин.	5
28. Рабочее давление пневмосистемы, МПа	0,6-0,8
29. Масса, тонн	582

Комплектность БУЗ200/200ДГУ-1:

1. Вышка ВМА-45x200-1, шт.	1
2. Устройство для подъёма вышки, комплект	1
3. Устройство для транспортирования вышки, комплект	1
4. Вертлюг УВ-250МА, шт.	1
5. Приспособление для подвески вертлюга, шт.	1
6. Ротор Р700 ТУ 24.00.1038-80 с ПКРБО-700 ТУ 26-02-1027-86	1

7. Лебёдка вспомогательная ЛВ-44, шт.	1
8. Пульт управления, шт.	2
9. Упор, шт.	8
10. Механизм крепления каната, шт.	1
11. Ключ буровой АКБ-3М ² по ТУ 26-02-28-79, шт.	1
12. Подвеска машинных ключей, шт.	1
13. Насос буровой трёхпоршневой УНБ-600, шт.	2
14. Кран консольно-поворотный, шт.	2
15. Кран поворотный КП-2, ТУ 26-02-24-80, шт.	1
16. Талевый канат для оснастки 5×6, бухта	1
17. Кронблок УКБА-6-250, шт.	1
18. Блок талевый УТБА-5-200, шт.	1
19. Агрегат спускоподъёмный, шт.	1
20. Механизм управления тормозом, шт.	1
21. Стабилизатор, шт.	1
22. Агрегат трансмиссии ротора, шт.	1
23. Водопровод ЭМТ-4500, шт.	1
24. Лебёдка-моноблок, шт.	1
25. Регулятор подачи долота РПДЭ-3, шт.	1
26. Электромагнитный тормоз ЭМТ-450-VI, шт.	1
27. Передача на насос, шт.	2
28. Ролик обводной, шт.	1
29. Привод ротора, комплект	1
30. Воздухопровод высокого давления с электрокомпрессором КР2 по ТУ 26-0509-328-75, комплект	1
31. Воздухопровод низкого давления, включая компрессор 4ВУ1-5/9-М1 с контрприводом, комплект	1
32. Воздухосборник, шт.	2
33. Компрессор воздушный 4ВУ1-5/9-М1 и по ТУ 26-0509-328-75, шт.	2
34. Установка для осушки воздуха 4ВУ1-5/9-М1 и по ТУ 26-0509-328-75, шт.	1
35. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения СКУБ М1-02 ТУ 25-1613.005-84, комплект	1
36. Комплекс механизмов АСП-3М1, комплект	1
37. Основания, комплект	1
38. Мост приемный со стеллажами, комплект	1
39. Рама желоба, шт.	1
40. Основание вышечно-лебёдочного блока, комплект	1
41. Основание насосного блока, комплект	1
42. Устройство транспортное, комплект	1
43. Энергоблок, утеплённый с агрегатом Wola или АСДА-200, шт.	1
44. Укрытия, шт.	1
45. Укрытие насосов, комплект	1
46. Укрытие буровой площадки, комплект	1
47. Укрытие лебёдки, комплект	1
48. Укрытие привода, комплект	1
49. Укрытие поста управления, комплект	1
50. Электрооборудование, комплект	1
51. Освещение, комплект	1
52. Центратор обсадных труб, шт.	1
53. Кран 3,2-5,1, ГОСТ 7413-80, шт.	2
54. Приспособление для расстановки УБТ, комплект	1

55. Пост бурильщика, шт.	1
56. Пневмораскрепитель, шт.	1
57. Ограничитель подъёма талевого блока, комплект	1
58. Ограждения, комплект	1
59. Механизм упоров поворотных, комплект	1
60. Пост дизелиста, комплект	1
61. Привод силовой с трансмиссией, комплект	1
62. Трансмиссия цепная, шт.	1
63. Комплект силовых агрегатов СА.10-1, ТУ 24.06.274.-88	3
64. Топливо-масло установка, набор	1
65. Трубопровод выхлопной, комплект	1
66. Трубопровод слива масла, комплект	1
67. Трубопровод топливо подачи, комплект	1
68. Трубопровод водоподогревателя, комплект	1
69. Комплекс оборудования циркуляционной системы ЦС3200ДГУ-00.00.000ТУ, комплект	1
70. Манифольд МБ2У-1.3000ДГУ-1, комплект	1
71. Комплект инструмента и принадлежностей, комплект	1
72. Эксплуатационные документы на установку согласно ведомости Эксплуатационных документов (ЭД), комплект	1

Выбор насосной установки

Буровые насосы и циркуляционная система выполняют следующие функции:

- нагнетание бурового раствора в бурильную колонну для обеспечения циркуляции в скважине в процессе бурения и эффективной очистки забоя и долота от выбуренной породы, промывки, ликвидации аварий, создания скорости подъёма раствора в затрубном пространстве, достаточной для выноса породы на поверхность;
- подвод долоту гидравлической мощности, обеспечивающей высокую скорость истечения (до 180 м/с) раствора из его насадок для частичного разрушения породы и очистки забоя от выбуренных частиц;
- подвод энергии к гидравлическому забойному двигателю.

Буровой насос для промывки скважины в конкретных геологических условиях выбирается по технологически необходимому количеству промывочной жидкости и развиваемому при этом давлению для преодоления потерь напора в элементах циркуляционной системы буровой.

Количество необходимой промывочной жидкости при бурении под эксплуатационную колонну составляет 31,11 л/с. Определим теперь потери давления в циркуляционной системе, зная которые можно выбрать наиболее рациональную компоновку бурильного инструмента, обоснованно подобрать буровые насосы и полнее использовать их потенциальные возможности.

Потери напора (кГс/см²) в циркуляционной системе буровой при роторном бурении определяются по формуле:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{бт}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{д}},$$

где $P_{\text{м}}$ – потери напора при движении бурового раствора в наземных трубопроводах от насосной части до колонны бурильных труб, включая стояк в буровой, буровой шланг, а также вертлюг и ведущую трубу (потери напора в наружной обвязке буровой – манифольде); $P_{\text{бт}}$ – потери напора при движении бурового раствора в бурильных трубах и замковых соединениях (потери давления зависят от глубины скважины); $P_{\text{кп}}$ – потери напора при движении бурового раствора в затрубном кольцевом пространстве скважины (потери давления зависят от глубины скважины); $P_{\text{д}}$ – потери напора при движении бурового раствора через промывочные отверстия бурового долота. $P_{\text{м}}$ и $P_{\text{д}}$ – не зависят от глубины скважины, а $P_{\text{бт}}$ и $P_{\text{кп}}$ увеличиваются с глубиной скважины.

При циркуляции очистного агента потери напора (кГс/см²) различны при прокачке воды и глинистого раствора и зависят от их свойств и расхода:

$$P_m = 82,6 \cdot \lambda \cdot L_3 \cdot \gamma \cdot \frac{Q^2}{d^5},$$

где λ – безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений при движении в трубах; Q – расход бурового раствора, л/с; γ – удельный вес раствора, г/см³; d – внутренний диаметр буровых труб, см; L_3 – эквивалентная длина наземных трубопроводов, которая определяется по формуле:

$$L_3 = L_n \cdot \left(\frac{d}{d_n}\right)^5 + L_c \cdot \left(\frac{d}{d_c}\right)^5 + L_{ш} \cdot \left(\frac{d}{d_{ш}}\right)^5 + L_6 \cdot \left(\frac{d}{d_6}\right)^5 + L_{6.мп} \cdot \left(\frac{d}{d_{6.мп}}\right)^5 + L_{3.ф} \cdot \left(\frac{d}{d_{3.ф}}\right)^5,$$

где d_n, L_n – внутренний диаметр и длина нагнетательной линии, идущей от буровых насосов к стояку; d_c, L_c – внутренний диаметр и длина стояка с буровой; $d_{ш}, L_{ш}$ – внутренний диаметр и длина бурового шланга; d_6, L_6 – внутренний диаметр ствола вертлюга и его длина; $d_{3.ф}, L_{3.ф}$ – диаметр и эквивалентная длина фильтра, устанавливаемого под ведущей трубой; $d_{6.мп}, L_{6.мп}$ – внутренний диаметр и длина ведущей трубы.

$$L_3 = 30 \cdot \left(\frac{0,107}{0,114}\right)^5 + 15 \cdot \left(\frac{0,107}{0,114}\right)^5 + 15 \cdot \left(\frac{0,107}{0,09}\right)^5 + 2,5 \cdot \left(\frac{0,107}{0,09}\right)^5 + 15 \cdot \left(\frac{0,107}{0,1}\right)^5 + 2 \cdot \left(\frac{0,107}{0,114}\right)^5 = 98,5;$$

$$P_m = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 96,85 \cdot 1,2 \cdot \frac{31,11^2}{10,7^5} = 1,72 \text{ кГс/см}^2;$$

$$P_{6m} = 82,6 \cdot \lambda \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot \left(l + \frac{l_3}{l}\right) \cdot \frac{L_6}{d^5},$$

где L_6 – длина буровой колонны, м; l_3 – эквивалентная длина замковых соединений, м; l – расстояние между замковыми соединениями, м.

$$P_{6m} = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot \left(1 + \frac{3,5}{11}\right) \cdot \frac{3160}{10,7^5} = 68,5 \text{ кГс/см}^2;$$

$$P_{кн} = 82,6 \cdot \lambda_1 \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot \frac{L}{(D_{скв} - d_n)^3 \cdot (D_{скв} + d_n)^2},$$

где λ_1 – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом (затрубном) пространстве; $D_{скв}$ – диаметр скважины (долота), см; d_n – наружный диаметр буровых труб, см.

Потери давления от замковых соединений в кольцевом пространстве составляют небольшую величину, поэтому ею обычно пренебрегают:

$$P_{кн} = \frac{82,6 \cdot 0,027 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot 3160}{(21,59 - 12,7)^3 \cdot (21,59 + 12,7)^2} = 9,32 \text{ кГс/см}^2.$$

Потери напора (кГс/см²) в долоте зависят от конфигурации промывочных отверстий, от количества и площади их сечения, расхода очистного агента (бурового раствора).

$$P_{\partial} = C \cdot \gamma \cdot Q^2,$$

где C – коэффициент, характеризующий потери напора в промывочных отверстиях долота, который можно вычислить по формуле:

$$C = \frac{0,51}{\mu^2 \cdot f_0^2}.$$

где μ – коэффициент расхода; f_0 – суммарная площадь сечений промывочных отверстий, см².

$$C = \frac{0,51}{0,65^2 \cdot 13,05^2} = 7 \cdot 10^{-3};$$

$$P_{\partial} = 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 31,11^2 = 8,13 \text{ кгс/см}^2.$$

Вычислим суммарные потери напора:

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 62,5 + 9,32 + 8,13 = 81,67 \text{ кгс/см}^2.$$

Таким образом, технологически необходимое количество (расход) промывочной жидкости для обеспечения своевременного и бесперебойного выноса шлама из забоя по затрубному пространству и очистки ствола скважины с учётом потерь давления, обеспечит насос УНБ-600.

Конструкция трёхпоршневого насоса УНБ-600

Трёхпоршневой буровой насос одностороннего действия УНБ-600, выпускаемый ПО «Уралмаш», по принципиальному устройству отличается гидравлической частью, в которой с целью уменьшения мёртвого пространства всасывающий и нагнетательный клапаны размещены на одной оси. Это усложняет конструкцию и извлечение всасывающего клапана и втулки цилиндров.

Гидравлическая часть его состоит из всасывающего коллектора и всасывающего компенсатора-колпака, гидравлической коробки, в которой размещены три цилиндра с поршнями, втулками и клапанами, сбрасывающей линии, предохранительного клапана, нагнетательного коллектора с компенсатором высокого давления. Вращение трансмиссионного вала от двигателя передаётся клиноременной или цепной передачей. Гидравлическая коробка прикреплена к станине при помощи болтов. Насос смонтирован на раме-салазках.

Буровой раствор поступает в нагнетательную камеру из всасывающего коллектора через всасывающий клапан, при ходе влево поршня со штоком. Последний соединён быстросъёмным хомутом с контрштоком, который соединён резьбой с ползуном. При ходе вправо поршень выталкивает раствор из камеры через нагнетательный клапан в напорный коллектор. Трансмиссионная часть насоса состоит из вала с зубчатой шестерней, передающей вращение зубчатому колесу, укрепленному на коренном валу. На этом валу смонтированы на роликоподшипниках шатуны, соединённые пальцем с ползуном. Станина насоса имеет съёмную крышку. Втулки цилиндров крепятся к гидравлической коробке быстросъёмным соединением, а крышки клапанов – зажимами.

Техническая характеристика УНБ-600:

Мощность, кВт:	
приводная	600
Число поршней	3
Число камер	3
Число двойных ходов поршня в 1 мин.	125
Длина хода поршня, м	0,29
Диаметр цилиндрических втулок, м:	
наибольший	0,18
наименьший	0,14

Подача насоса, м ³ /с:	
наибольшая	0,046
наименьшая	0,028
Идеальная подача на один оборот кривошипного вала, л:	
наибольшая	22,1
наименьшая	13,3
Давление на выходе, МПа:	
наибольшее	32
наименьшее	19
Диаметр штока, мм	60
Частота вращения трансмиссионного вала, об./мин.	566
Передаточное число редуктора насоса	4,45
Нагрузка на шток, кН	490
Диаметр клапана, мм	145
Диаметр трубопровода, мм:	
всасывающего	230
нагнетательного	100
Габариты, м:	
длина	5,45
ширина	3,21
высота	2,88
Масса насоса без шкива, тонн	22,5

Выбор буровой вышки и расчёт талевого системы

Вышка используется для проведения спускоподъёмных операций и удержания бурового снаряда во время бурения. Её выбор осуществляется по высоте H (м) и по грузоподъёмности Q .

Определим высоту вышки H (м) по формуле:

$$H = k \cdot L_{св},$$

где k – коэффициент, предупреждающий затягивание бурового снаряда в кронблок при его переподъёме (обычно $k = 1,2-1,5$); $L_{св}$ – длина свечи, зависящая от глубины скважины, м.

Принимаем $k = 1,5$; $L_{св} = 28$ м.

$$H = 1,5 \cdot 28 = 42 \text{ м.}$$

Таким образом, вышка ВМА-45х200-1, входящая в комплект выбранной буровой установки, вполне подходит для выполнения проектируемых работ.

Подъёмная система установки представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока, талевого (подвижного) блока, стального каната, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой и механизмом крепления неподвижного конца каната.

По мере увеличения глубины скважин вес бурильных колонн, которые приходится спускать и поднимать, увеличивается, а максимальная скорость намотки ведущей струны талевого каната на барабан лебёдки остаётся практически неизменной для буровых установок разных классов. Поэтому для каждой установки применяют талевую систему со своей кратностью полиспаста от 4 до 14. Это достигается применением различных оснасток.

Произведём расчёт оснастки и выбор талевого каната.

Вычислим количество рабочих ветвей по формуле:

$$m = \frac{Q_{кр}}{P_{л} \cdot \eta_m},$$

где $Q_{кр}$ – вес бурового снаряда, Н; $P_{л}$ – грузоподъёмность лебёдки станка, Н; η_m – КПД талевого системы, равный 0,8–0,9.

Так как наибольший вес (122,25 тонн) буровой снаряд будет иметь при бурении под эксплуатационную колонну, то производить расчёт будем только для этой колонны:

$$m = \frac{1222500}{200000 \cdot 9} = 7 \text{ (принимаем 8 ветвей).}$$

Общее количество ветвей каната при симметричной системе равно:

$$m_0 = m + 2;$$

$$m_0 = 8 + 2 = 10.$$

Следовательно, будет применяться оснастка 4х5.

Длина талевого каната в оснастке L_{oc} зависит от числа струн m в ней и полезной высоты вышки h_n .

$$L_{oc} = (m + 2) \cdot h_n + l_3,$$

где $l_3 = 30$ м – длина каната, наматываемого на барабан.

$$L_{oc} = (8 + 2) \cdot 42 + 30 = 450.$$

Тогда вес каната:

$$G_k = L_{oc} \cdot q_k,$$

где q_k – вес 1 м каната.

$$G_k = 450 \cdot 33,8 = 15210 \text{ Н} = 15,21 \text{ кН.}$$

Определим наибольшую статистическую нагрузку на подвижные струны каната талевой системы:

$$P_{mc} = L \cdot q + l_{убт} \cdot q_{убт} + G_{mc},$$

где L – длина бурильных труб, м; q – вес 1 м бурильных труб, Н; $l_{убт}$ – длина УБТ, м; $q_{убт}$ – вес 1 м УБТ, Н; G_{mc} – вес талевого блока, каната и крюка, Н.

Рассчитаем G_{mc} :

$$G_{mc} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка};$$

$$G_{mc} = 67000 + 15210 + 35000 = 117210 \text{ Н} = 117,21 \text{ кН.}$$

Для колонны диаметром 324 мм ($l_{убт} = 28$ м, $q_{убт} = 1,56$ кН):

$$P_{mc} = 28 \cdot 1560 + 117210 = 160890 \text{ Н} = 160,89 \text{ кН.}$$

Статистическая нагрузка на 1 струну:

$$P = \frac{P_{mc}}{m},$$

где m – число струн талевой системы.

$$P = \frac{160,89}{8} = 20,11 \text{ кН.}$$

Для колонны диаметром 245 мм ($L = 364$ м, $q = 319$ Н, $l_{убт} = 136$ м, $q_{убт} = 1,56$ кН):

$$P_{mc} = 364 \cdot 319 + 136 \cdot 1560 + 117210 = 445486 \text{ Н} = 445,49 \text{ кН.}$$

Статистическая нагрузка на 1 струну:

$$P = \frac{445,49}{8} = 55,69 \text{ кН.}$$

Для колонны диаметром 146 мм ($L = 3100$ м, $q = 319$ Н, $l_{убт} = 190$ м, $q_{убт} = 1,56$ кН):

$$P_{mc} = 3100 \cdot 319 + 190 \cdot 1560 + 117210 = 1402510 \text{ Н} = 1402,51 \text{ кН.}$$

Статистическая нагрузка на 1 струну:

$$P = \frac{1402,51}{8} = 175,31 \text{ кН.}$$

Учитывая вычисленные статистические нагрузки, выбираем стальной талевый канат правой крестовой свивки типа ЛК-РО конструкции 6х31+1 м с диаметром 32 мм (по ГОСТ 16853-88).

Технология бурения

Выбор породоразрушающего инструмента

При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется собственно скважина, является долото.

В России, а также в США и других зарубежных странах для бурения нефтяных и газовых скважин в основном используют шарошечные долота с коническими шарошками.

Учитывая физико-механические свойства горных пород проектного разреза и установившуюся практику буровых работ в данном районе, выбираем следующие типы долот по интервалам бурения (табл. 1):

Таблица 1 – Применяемый породоразрушающий инструмент

Категории пород по буримости	Интервал бурения, м	Тип долота
I	0–35	СЦВ
I–II	35–500	СЗ-ГВ (R-175)
III–IV	500–1050	СЗ-ГВ (R-162)
V–XII	1050–3290	ТЗ-ГАУ (R-437)

Расчёт технологического режима бурения (P, N, Q)

Под режимом бурения понимается определенное сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения. К числу таких параметров относятся: осевая нагрузка (давление) на долото (*P*), частота вращения долота (*N*), количество прокачиваемой промывочной жидкости (*Q*).

Расчёт осевой нагрузки на долото (P)

Величина осевой нагрузки на долото $P_{\text{дол}}$, которая должна обеспечивать объёмное разрушение поды на забое, с учётом показателей механических свойств горных пород и конструктивных данных о площади контакта зубьев долота с забоем определяется по формуле:

$$P_{\text{дол}} = \alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot F_{\text{к}},$$

где α – эмпирический коэффициент, учитывающий изменение забойных условий на изменение твердости ($\alpha = 0,30–1,59$); $P_{\text{ш}}$ – твёрдость горных пород по методике Л.А. Шрейнера (по штампу), кг/мм²; $F_{\text{к}}$ – площадь контакта зубьев долота с забоем (мм²), определяется по формуле В.С. Фёдорова:

$$F_{\text{к}} = \frac{D_{\text{дол}} \cdot \eta \cdot \delta}{2} \text{ мм,}$$

где η – коэффициент перекрытия зубьев; δ – коэффициент притупления зубьев.

Таким образом:

$$P_{\text{дол}} = \alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot \frac{D_{\text{дол}} \cdot \eta \cdot \delta}{2}.$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1 \cdot 250 \cdot \frac{293,7 \cdot 1,21 \cdot 1}{2} = 59547,5 \text{ Н} = 5,95 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1,2 \cdot 300 \cdot \frac{295,3 \cdot 1,14 \cdot 2}{2} = 121190,4 \text{ Н} = 12,12 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1,59 \cdot 350 \cdot \frac{215,9 \cdot 1,4 \cdot 2}{2} = 168207,69 \text{ Н} = 16,82 \text{ тонн.}$$

Сравним полученные значения с фактическими значениями нагрузки на долото, которые вычисляются по формуле:

$$P_{\text{дол(факт)}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6,$$

где P_1 – вес долота; P_2 – вес переходника; P_3 – вес УБТ; P_4 – вес бурильных труб; P_5 – вес ведущей трубы; P_6 – вес вертлюга.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$P_{\text{дол(факт)}} = 150 + 15 + 4368 + 1864,5 + 2300 = 8697,5 \text{ кг} = 8,7 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$P_{\text{дол(факт)}} = 150 + 15 + 2180 + 11484 + 1864,5 + 2300 = 37650 \text{ кг} = 37,65 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$P_{\text{дол(факт)}} = 150 + 15 + 29640 + 98890 + 1864,5 + 2300 = 132859,5 \text{ кг} = 132,86 \text{ тонн.}$$

Так как фактические нагрузки на долото превышают расчётные значения, то бурение будет производиться на расчётном значении с компенсацией нагрузки через лебёдку бурового станка.

Расчёт частоты вращения долота (N)

Она определяется по следующей формуле:

$$N = \frac{60 \cdot v}{\pi \cdot D_{\text{дол}}} \text{ (об./мин.)},$$

где v – средняя окружная скорость вращения долота ($v = 0,8-2,0$).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$N = \frac{60 \cdot 2}{3,14 \cdot 0,3937} = 97,07 \text{ об./мин.},$$

т.е. бурение будет осуществляться на 1 скорости ротора.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$N = \frac{60 \cdot 2}{3,14 \cdot 0,2953} = 129,42 \text{ об./мин.},$$

т.е. бурение будет осуществляться на 2 скорости ротора.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$N = \frac{60 \cdot 1,5}{3,14 \cdot 0,2159} = 120 \text{ об./мин.},$$

т.е. бурение будет осуществляться на 3 скорости ротора.

Расчёт количества промывочной жидкости (Q)

Технологически необходимое количество промывочной жидкости для обеспечения своевременного и бесперебойного выноса шлама из забоя по затрубному пространству и очистки ствола скважины находится из соотношения:

$$Q = 0,785 \cdot (D_{\text{дол}}^2 - d_{\text{нар.бт}}^2) \cdot v_{\text{восх}},$$

где $v_{\text{восх}}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока из условия качественной очистки и ствола скважины (чем меньше диаметр, тем она выше).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (3,937^2 - 1,4^2) \cdot 4 = 42,52 \text{ л/с.}$$

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 170 мм втулках с производительностью 41,0 л/с.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,953^2 - 1,4^2) \cdot 6 = 31,84 \text{ л/с.}$$

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 150 мм втулках с производительностью 31,9 л/с.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,159^2 - 1,27^2) \cdot 13 = 31,11 \text{ л/с.}$$

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 150 мм втулках с производительностью 31,9 л/с.

Цементирование скважины

Исходные данные

При расчёте цементирования скважин определяют:

- 1) количество сухого цемента;
- 2) количество воды для затворения цементного раствора;
- 3) количество продавочной жидкости;
- 4) возможное максимальное давление к концу цементирования;
- 5) допустимое время цементирования;
- 6) число цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

Произведём расчёт одноступенчатого цементирования каждой из обсадных колонн. В таблице 2 приведены исходные данные для цементирования.

Таблица 2 – Исходные данные для цементирования

	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна (интервал 3000–3160)
Глубина спуска H , м	30	850	3160
Диаметр долота D , мм	393,7	295,3	215,9
Наружный диаметр обсадных труб d_1 , мм	324	245	146
Внутренний диаметр обсадных труб d_2 , мм	305,9	230,5	133
Высота подъёма цементного раствора H_c , м	350	850	3160
Плотность глинистого раствора ρ_p , кг/м ³	1100	1100	1200
Плотность цементного раствора ρ_c , кг/м ³	1860	1860	1860
Высота установки кольца «стоп» от забоя h , м	5	20	20

Расчёт объёма цементного раствора

Объём цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, определяют по формуле:

$$V_y = \frac{\pi}{4} \cdot (K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot H_y + d_2^2 \cdot h) \text{ м}^3,$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий увеличение объема цементного раствора, расходуемого на заполнение каверн, трещин и увеличение диаметра скважины против расчетного (номинального).

Значение коэффициента K_1 определяется по кавернограмме для каждой конкретной скважины. Обычно K_1 изменяется от 1,1 до 2,5. В нашем случае принимаем $K_1 = 1,15$.

Цементирование направления и кондуктора будет осуществляться с использованием чистого портландцемента.

Для лучшей прокачиваемости тампонажной смеси и для того, чтобы поднять цементный раствор на проектную высоту (до устья), а также с целью экономии портландцемента, эксплуатационная колонна в интервале 0–1500 м будет цементироваться гель-цементным раствором плотностью 1,42 г/см³ с использованием глины как пластификатора. Отношение глины к цементу 2:3; водогельцементное отношение $m = 1,1$. Интервал 1500–3160 м будет цементироваться раствором чистого портландцемента плотностью 1,85 г/см³; водоцементное отношение $m = 0,5$.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$V_y = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 30 + 0,3059^2 \cdot 5) = 2,02 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$V_y = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 850 + 0,2305^2 \cdot 20) = 13,63 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0–1500 м:

$$V_{cy} = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1500 + 0,133^2 \cdot 20) = 71,77 \text{ м}^3.$$

Интервал 1500–3160:

$$V_y = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1660 + 0,133^2 \cdot 20) = 7,19 \text{ м}^3.$$

Общий объем цементного раствора для колонны:

$$V_{\Sigma} = 71,77 + 7,19 = 78,96 \text{ м}^3.$$

Расчет количества сухого цемента

Количество сухого цемента для приготовления цементного раствора определяют из выражения:

$$Q_y = \rho_y \cdot V_y \cdot \frac{1}{1+m},$$

где m – водоцементное отношение; ρ_y – плотность цементного раствора, кг/м³, её можно рассчитать по формуле:

$$\rho_y = \frac{(1+m) \cdot \rho_{cy} \cdot \rho_e}{\rho_e + m \cdot \rho_{cy}},$$

где ρ_{cy} – плотность сухого цемента, г/см³; ρ_e – плотность воды, г/см³.

$$\rho_y = \frac{(1+0,5) \cdot 3,15 \cdot 1}{1+0,5 \cdot 3,15} = 1,85 \text{ г/см}^3.$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_y = 1420 \cdot 2,02 \cdot \frac{1}{1+0,5} = 1912,27 \text{ кг} = 1,91 \text{ тонн}.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{ц} = 1420 \cdot 13,63 \cdot \frac{1}{1 + 0,5} = 12903,07 \text{ кг} = 12,9 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0–1500 м:

Количество гель-цементного порошка составит:

$$Q_{гц} = 1420 \cdot 71,77 \cdot \frac{1}{1 + 1,1} = 67942,27 \text{ кг} = 67,94 \text{ тонн}$$

(цементного порошка 40,76 тонн, глинопорошка 27,17 тонн).

Интервал 1500–3160 м:

$$Q_{ц} = 1850 \cdot 7,19 \cdot \frac{1}{1 + 0,5} = 8915,60 \text{ кг} = 8,92 \text{ тонн.}$$

Общий объём цемента для колонны:

$$Q_{\Sigma} = 67,94 + 8,92 = 76,86 \text{ тонн.}$$

Количество сухого цемента, которое необходимо заготовить с учётом потерь при затворении цементного раствора, вычислим по формуле:

$$Q_{ц}^1 = K_2 \cdot Q_{ц},$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий наземные потери при затворении цементного раствора. Если затворение производится без цементно-смесительных машин, то $K_2 = 1,05–1,15$, при использовании цементно-смесительных машин $K_2 = 1,01$. В нашем случае $K_2 = 1,01$.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 1,91 = 1,93 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 12,9 = 13,03 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0–3000 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 67,94 = 68,62 \text{ тонн.}$$

Интервал 3000–3290 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 8,92 = 9 \text{ тонн.}$$

Общее количество сухого цемента с учётом потерь для колонны:

$$Q_{ц(\Sigma)}^1 = 68,62 + 9 = 77,62 \text{ тонн.}$$

Расчёт количества воды

Необходимое количество воды для приготовления цементного раствора 50 %-ной консистенции находится из выражения:

$$V_в = 0,5 \cdot Q_{ц}.$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$V_в = 0,5 \cdot 2,5 = 1,25 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$V_g = 0,5 \cdot 16,9 = 8,45 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$V_g = 1,1 \cdot 67,94 + 0,5 \cdot 8,92 = 79,19 \text{ м}^3.$$

Расчёт количества продавочной жидкости

Потребное количество продавочной жидкости (в качестве которой часто используют буровой глинистый раствор) определяется по формуле:

$$V_{np} = \Delta \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2 \cdot (H - h)}{4},$$

где Δ – коэффициент, учитывающий сжатие глинистого раствора ($\Delta = 1,03-1,05$).

Подставив значения, получим:

Для колонны диаметром 324 мм:

$$V_{np} = 1,03 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,3059^2 \cdot (35 - 5)}{4} = 2,26 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$V_{np} = 1,03 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2305^2 \cdot (850 - 20)}{4} = 35,65 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$V_{np} = 1,03 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,133^2 \cdot (3160 - 20)}{4} = 44,90 \text{ м}^3.$$

Очень часто на практике для быстрого определения V_{np} пользуются следующей эмпирической формулой:

$$V_{np} = \frac{D_n^2}{2} \cdot H_1,$$

где D_n – номинальный наружный диаметр колонны труб, спущенных в скважину, в дюймах; $\frac{D_n^2}{2}$ – количество продавочной жидкости, необходимое для заполнения 1 м спущенных труб, л; H_1 – глубина установки кольца «стоп», т.е. глубина продавки цементного раствора.

Для эксплуатационной колонны:

$$V_{np} = \frac{5}{2} \cdot 3270 = 40875 \text{ л} = 40,88 \text{ м}^3.$$

Расчёт давления при закачке

Максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо определяется из уравнения:

$$P_{\max} = P_1 + P_2,$$

где P_1 – давление, необходимое для преодоления сопротивления, обловленного разностями плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве; P_2 – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений.

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(H_y - h) \cdot (\rho_y - \rho_p)], \text{ МПа.}$$

Величину P_2 обычно находят по эмпирическим формулам. Наиболее распространённой является формула Шищенко-Бакланова; для скважин глубиной более 1500 м:

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 1,6 \text{ МПа.}$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(30 - 5) \cdot (1420 - 1100)] = 0,08 \text{ МПа;}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 30 + 1,6 = 1,63 \text{ МПа;}$$

$$P_{\max} = 0,08 + 1,63 = 1,71 \text{ МПа.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(850 - 20) \cdot (1420 - 1100)] = 2,66 \text{ МПа;}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 850 + 1,6 = 2,45 \text{ МПа;}$$

$$P_{\max} = 2,66 + 2,45 = 5,11 \text{ МПа.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(1500 - 20) \cdot (1420 - 1100) + 1660 \cdot (1860 - 1200)] = 15,70 \text{ МПа;}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 3160 + 1,6 = 4,76 \text{ МПа;}$$

$$P_{\max} = 15,70 + 5,26 = 13,73 \text{ МПа.}$$

Расчёт количества цементированных агрегатов

Число цементировочных агрегатов определяю, исходя из условия получения скорости подъёма цементного раствора в кольцевом пространстве у башмака колонны в момент начала продавки (не менее 15 м/с для кондуктора и промежуточных колонн и не менее 1,8–2,0 м/с для эксплуатационных колонн); это условие вытекает из предположения, что увеличение скорости движения цементного раствора в затрубном пространстве способствует более полному вытеснению глинистого раствора и замещению его цементным.

Часто ствол скважины искривлен, имеет локальные расширения, а колонна не строго цементирована в нем. В подобных случаях целесообразно цементный раствор вытеснять из колонны, поддерживая небольшую скорость подъёма цементного раствора в затрубном пространстве ($\omega = 0,1 - 0,4$ м/с). Также следует поступать и в том случае, если колонна хорошо центрирована, но создать турбулентный режим течения цементного раствора в затрубном пространстве невозможно. Так как продавка почти всегда начинается на высшей скорости (как правило, на IV), то количество агрегатов из условия обеспечения скорости (м. в/с) подъёма цементного раствора в затрубном пространстве определяют по формуле:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot \frac{\omega}{Q^{IV}} + 1,$$

где Q^{IV} – производительность цементировочного агрегата на IV скорости, м³/с.

Выбираем цементировочный агрегат типа ЦА-320М с установленными в его насосе 9Т цилиндрическими 127-мм втулками (с этими втулками можно работать при p_{\max} в конце цементирования). Максимальная производительность при этом 0,9 м³/мин. при давлении 6,1 МПа.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot \frac{1,5}{60} + 1 = 2 \text{ агрегата.}$$

Учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем $n_{ца} = 1$ агрегат.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2953 - 0,245^2) \cdot \frac{1,5}{60} + 1 = 3 \text{ агрегата.}$$

Учитывая опыт работ в данном районе, принимаем 2 агрегата.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 2 \cdot \frac{0,9}{60} + 1 = 5 \text{ агрегатов.}$$

Учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем $n_{ца} = 9$ агрегатов ЦА-320М.

Расчёт производительности цементирования

Производительность цементирования (продолжительность процесса цементирования в мин.) можно определить по формуле:

$$t_{ц} = \left(\frac{V^1}{Q_{ца}} + \frac{V_{ц} + V_{np} - V^1}{Q_{м}} \right) + t_{всп},$$

где $V_1 = V_{пр} - \Delta V$ (ΔV принимаем равным 1–2 м³); $Q_{ца}$ – суммарная производительность цементировочных агрегатов, м³/мин.; $Q_{м}$ – производительность цементировочных агрегатов, при которой достигается наиболее полное вытеснение бурового раствора цементным, м³/мин.;

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot K_1 \cdot \omega,$$

$t_{всп}$ – время, расходуемое при цементировании на вспомогательные операции, мин. ($t_{всп} + 10$ –15 мин.).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с} = 4,2 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = \left(\frac{0,76}{0,9 \cdot 1} + \frac{2,02 + 2,26 - 0,76}{4,2} \right) + 15 = 16,68 \text{ мин.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с} = 2,4 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = \left(\frac{19,12}{0,9 \cdot 2} + \frac{13,63 + 20,62 - 19,12}{2,4} \right) + 15 = 31,92 \text{ мин.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с} = 2,88 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = \left(\frac{45,27}{0,9 \cdot 10} + \frac{78,96 + 46,77 - 45,27}{2,88} \right) + 15 = 57,43 \text{ мин.}$$

Продолжительность цементирования не должна превышать 75 % времени начала схватывания цементного раствора. Тогда допустимое время цементирования:

$$t_{дон} = 0,75 \cdot t_{н.схв} = 0,75 \cdot 120 = 90 \text{ мин.}$$

Таким образом, выбранное число цементировочных агрегатов и произведённые расчёты удовлетворяют условиям цементирования обсадных колонн.

Расчёт количества цементосмесительных машин

Исходя из условия обеспечения цементным раствором всех работающих агрегатов ЦА-320 М,

$$n_{цсм} = n_{ца} \cdot \frac{Q_{ца}}{Q_{цсм}},$$

где $Q_{ца}$ – средняя производительность одного работающего агрегата при закачке цементного раствора в колонну, м³/мин.; $Q_{цсм}$ – средняя производительность одной цементосмесительной машины 2СМН-20, м³/мин.

Исходя из условия размещения цементного порошка, подвезенного к буровой в бункерах смесительных машин:

$$n_{цсм} = \frac{Q_{ц}^1}{q_{цб}},$$

где $Q_{ц}^1$ – весовое количество сухого цемента, подвезенного к буровой с учётом предполагаемых потерь, тонн; $q_{цб}$ – весовое количество цемента, вмещаемого в бункер одной цементосмесительной машины.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$n_{цсм} = 1 \cdot \frac{0,9}{1} = 1 \text{ машина};$$

$$n_{цсм} = \frac{1,93}{20} = 0,1 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$n_{цсм} = 2 \cdot \frac{0,9}{1} = 1,8 = 2 \text{ машины};$$

$$n_{цсм} = \frac{13,03}{20} = 0,65 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Принимаем 1 цементосмесительную машину 2СМН-20.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$n_{цсм} = 10 \cdot \frac{0,9}{1} = 9 \text{ машин};$$

$$n_{цсм} = \frac{77,62}{20} = 4 \text{ машины 2СМН-20.}$$

Принимаем 4 цементосмесительные машины 2СМН-20.

Цементировочное оборудование

Цементировочные агрегаты

Цементировочные агрегаты предназначены:

- для приготовления, закачки и продавки тампонажных (или других) растворов в скважины;
- для проведения различного рода промывок скважин через спущенные колонны труб;
- для обработки призабойной зоны скважин, закачки растворов изотопов, проведения гидropескоструйной перфорации и других технологических операций в скважинах;

- для перекачки различных жидкостей или растворов из емкостей колодцев и водоёмов;
- для гидравлической опрессовки обсадных труб и колонн, а также различного оборудования.

Наиболее широкое распространение в промышленной практике нефтегазовых районов страны получили цементируемые агрегаты ЦА-320М и 3ЦА-400А.

При цементировании проектной скважины будут использоваться цементируемые агрегаты ЦА-320М.

Технологическая характеристика цементируемого агрегата ЦА-320М:

Монтажная база	шасси автомобиля КрАЗ-257
Цементируемый насос:	
тип	9Т
гидравлическая мощность, л.с.	125
ход поршня, мм	250
максимальное давление, кгс/см ²	320
максимальная подача, л/с	23
привод от двигателя автомобиля КрАЗ-257	
водоподающий насос:	
тип	1В
диаметр плунжера, мм	125
ход плунжера, мм	170
подача, л/с	13
давление, кгс/см ²	15
привод	от двигателя ГАЗ-51А
емкость мерного бака, м	6,4
емкость цементного бачка, м	0,25
диаметр приёмных трубопроводов, мм	100
диаметр нагнетательных трубопроводов, мм	50
общая длина разборного трубопровода, м	22
Общая масса агрегата, тонн	17,5

Цементосмесительные машины

Цементосмесительные машины и агрегаты предназначены для транспортировки сухих тампонажных материалов (глинопорошков) и механизированного приготовления тампонажных (глинистых) растворов.

В промышленной практике применяются цементосмесительные машины 2СМН-20, СМП-20, СМ-10, СМ-4М и агрегаты 1АС-20, 2АС-20, 3АС-30.

В данном случае будут применяться цементосмесительные машины 2СМН-20.

Техническая характеристика машины 2СМН-20:

Монтажная база	шасси автомобиля КрАЗ-257
Транспортная грузоподъёмность, тонн	8–10
Объём бункера, м	14,5
Вместимость бункера (по цементу), тонн	20
Способ получения раствора	механико-гидравлический
Производительность (м ³ /мин.) при приготовлении:	
цементного раствора	0,6–1,2
цементно-бentonитового раствора	0,5–1,0
глинистого раствора	1,0–2,0
Давление жидкости затворения, кгс/см ²	8–20
Общая масса не загруженной машины, тонн	13,8
Способ погрузки в бункер	шнековым погрузчиком

Плотность тампонажного раствора регулируется изменением количества подаваемой в смеситель воды при помощи устройства с набором насадок и крана на обводной линии, а также количества подаваемого сухого цемента посредством изменения скорости вращения вала двигателя и двух параллельных загрузочных шнеков, расположенных в днище бункера 2СМН-20.

Технология крепления скважины

Подготовительные работы к спуску обсадной колонны

1. Проверка состояния фундаментов и оборудования буровой установки

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны проверяется состояние фундаментов оснований, подроторных балок и другого оборудования буровой установки (подъёмное, насосное и силовое).

Фундаменты не должны иметь нарушений, промоин и осадок грунта.

Основания под оборудование и вышку должны располагаться на фундаментах всей опорной поверхности и не иметь трещин или других дефектов.

Вышка центрируется относительно устья скважины, а все её соединительные элементы закрепляются.

Проверяются: буровая лебёдка, приводы, двигатели и при необходимости производится ремонт с заменой отдельных звеньев цепных передач, клиновых ремней и других узлов. При проверке особое внимание уделяется надёжности тормозной системы.

Буровые насосы, нагнетательные линии с запорной арматурой и система очистки промывочной жидкости должны обеспечивать бесперебойную подачу и очистку жидкости на различных режимах промывки скважины. Насосы должны обеспечивать подачу промывочной жидкости цементировочным агрегатам.

Проверяется состояние противовибросового оборудования. Перед спуском эксплуатационных колонн на одном из превенторов заменяются плашки под соответствующий диаметр обсадных труб.

Проверяется исправность и точность показаний индикатора веса, манометров и других контрольно измерительных приборов на буровой.

Устраняются выявленные при осмотре дефекты, и составляется акт о готовности буровой установки к креплению скважины.

2. Подготовка обсадных труб

Подготовка обсадных труб (гидравлическое испытание, калибровка резьб, шаблонирование, маркировка, сортировка и замер длины) к спуску в скважину осуществляется на трубных базах или непосредственно на буровой.

Обсадные трубы завозятся на буровую заранее, чтобы иметь возможность подготовить их для спуска в скважину.

Запрещается транспортирование обсадных труб без предохранительных колец и ниппелей.

Обсадные трубы, подготовленные к креплению скважины, должны удовлетворять всем требованиям действующих стандартов и технических условий.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному по всей трубе проверяется с помощью жесткого цилиндрического шаблона.

С целью выявления скрытых дефектов заводского изготовления обсадные трубы перед спуском в скважину испытываются на внутреннее давление водой с выдержкой времени не менее 30 сек.

Трубы, которые не выдержали гидравлического испытания и (или) через которые не прошёл шаблон, отбраковываются.

На каждые 1000 м подготовленных к спуску труб на буровую доставляют дополнительно 50 м проверенных резервных труб максимальной прочности.

Подготовленные обсадные трубы укладываются штабелями на стеллажи в порядке очередности их спуска в скважину согласно плану работ, а резервные трубы укладываются отдельно.

После укладки труб предохранительные ниппели вывинчивают из муфт и слегка ослабляют предохранительные кольца на других концах труб.

При укладке труб на стеллажи очищаются, промываются дизельным топливом и протираются насухо резьбы, на ниппельные концы наворачиваются аналогично подготовленные предохранительные кольца. Применение металлических приспособлений для очистки резьб не допускается.

Сведения о подготовленных к спуску в скважину обсадных трубах заносятся в буровой журнал.

3. Подготовка ствола скважины

Подготовка скважины к спуску колонны и обработка глинистого раствора начинается за 2–3 долбления перед достижением проектной глубины. В глинистый раствор добавляется графит (1 %) или СМАД (1,0–1,5 %), что способствует хорошему взаимодействию нефти с раствором и образованию в стенках скважины глинистой корки пониженной липкости. Это обеспечит нормальное проведение комплекса заключительных геофизических исследований и спуск обсадной колонны на проектную глубину.

Для уточнения фактической глубины скважины при спуске бурильного инструмента на последнее долбление производится контрольный замер длины бурильных труб с помощью проверенной стальной рулетки.

В процессе последнего долбления параметры глинистого раствора в скважине и его резервного объема приводятся в соответствии с требованиями ГТН и утвержденным планом работ по укреплению скважины.

После окончания углубления скважины производится комплекс заключительных геофизических исследований.

Приняв решение о спуске обсадной колонны, начальник геологической службы по результатам геофизических исследований корректирует глубину установки башмака, упорного кольца, объем скважины, интервалы цементирования, проработки и установки элементов технологической оснастки и др.

Перед спуском колонны открытый ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений (согласно профилю и кавернограммам), «посадок» и «затяжек» инструмента до полной их ликвидации.

Перед последним подъёмом инструмента, который предшествует спуску эксплуатационной колонны, чтобы проверить проходимость ствола скважины поднимается инструмент на 500–600 м выше интервала продуктивного горизонта, затем сразу же допускается на забой. Промывают скважину в течение не менее двух циклов, приводятся параметры глинистого раствора в соответствии с требованиями ГТН, и инструмент поднимается, выбрасывается на мостки и укладывается на стеллажи.

Проведение перечисленных работ должно оговариваться в плане работ на крепление скважины обсадной колонной.

По окончании подготовки ствола скважины, труб и оборудования составляется акт готовности буровой установки к креплению скважины.

Технология спуска обсадной колонны

Процесс спуска обсадной колонны в скважину будет осуществляться в один прием (одной сплошной секцией).

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады чётко выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев при пуске обсадной колонны в скважину все члены бригады должны быть тщательно проинструктированы, рабочее место должно быть очищено от посторонних предметов. Работами по спуску колонны должно руководить одно лицо – буровой мастер, ответственный за работу по спуску колонны согласно разработанному техническому плану.

При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте выделяется лицо, ответственное за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб. Колонну должны спускать при помощи клиновых захватов или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. Элеваторы для спуска в скважину обсадных труб используют как исключение.

Низ технических колонн и кондукторов собирается в соответствии с планом работ в следующей последовательности:

- колонный башмак;
- обратный клапан типа ЦКОД;
- обсадные трубы согласно компоновке.

Перед спуском в скважину повторно проверяется качество крепления и работоспособность обратных клапанов.

Обратный клапан типа ЦКОД устанавливается между второй и третьей обсадными трубами. Седло клапана одновременно служит упорным кольцом.

Для предотвращения расслабления муфтового соединения промежуточной колонны и кондуктора от последующего воздействия на них буровой колонны первые 5–10 труб от башмака после закрепления их машинными ключами приваривают. Во избежание смятия колонны при спуске её с обратным клапаном каждую навинченную трубу после снятия её с клиньев или элеваторов спускают с такой скоростью, чтобы стрелка индикатора масса (веса) колебалась в пределах пяти делений.

В процессе спуска обсадной колонны с обратным клапаном типа ЦКОД, обеспечивающим саморегулируемое заполнение колонны глинистым раствором, необходимо систематически контролировать характер заполнения по объёму вытесняемой жидкости и нагрузке на крюке.

Скважину во время спуска промывают в интервалах, предусмотренных планом спуска. Продолжительность промывки не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основным критерием для прекращения промежуточной промывки считается необходимое качество и постоянство показателей глинистого раствора по плотности и вязкости и падение давления на манометре до величин, равных гидравлическим сопротивлениям. Режимы спуска обсадной колонны и последующего её цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с ним осложнений.

Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, а также по записям регистрирующего манометра индикатора массы. В записях замера обсадных труб указываются число спущенных труб и их суммарная длина.

Спуск обсадных колонн является одной из трудоёмких и ответственных операций, от темпов которой зависит успех всего процесса бурения. В настоящее время довольно широко применяются средства механизации, облегчающие труд рабочих, а также ускоряющие спуск обсадных труб. В процессе подготовки к спуску эксплуатационной колонны ко 2-му и 3-му поясам вышки прикрепляют хомутам две перекладки из насосно-компрессорных труб. Между этими перекладками на роликах монтируется двухэтажная люлька для верхнего рабочего. Люлька может передвигаться как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Находящийся в люлке рабочий центрирует обсадные трубы в момент навинчивания.

Для подъёма обсадных труб над ротором вместо обычного элеватора применяют легкий шарнирный хомут, подвешиваемый на крюке на двух штропах. Хомут надевают на трубу одновременно со спуском и установкой колонны на ротор. Навинчиваемая труба находится в подвешенном состоянии на хомуте только до тех пор, пока труба не завинчивается на 3–4 нитки. После этого хомут снимают и продолжают свинчивать при свободном верхнем конце трубы.

По окончании спуска обсадную колонну устанавливают в скважине с учётом расположения оборудования низа согласно утвержденного плана и оставляют подвешенной на талевой системе для обеспечения возможности расхаживания в процессе цементирования или перемещения при изменении растягивающих усилий в период ОЗЦ.

Скважину промывают до выравнивания параметров глинистого раствора по всему стволу скважины.

Подготовка к цементированию

1. Выбор рецептуры и подготовка тампонажных материалов

Выпускаемые промышленностью для закрепления скважин тампонажные материалы должны удовлетворять требованиям ГОСТа или соответствующих технических условий.

Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны определяют с учётом данных профилометрии ствола и имеющего опыта цементирования скважин на конкретной площади.

Количество тампонажного материала, затаренного в цементосмесительные машины, контролируют взвешиванием.

Подбор рецептуры раствора производят не позднее, чем за 5 суток до цементирования.

Проведение цементирования при отсутствии результатов контрольных испытаний проб тампонажного материала и рецептуры раствора запрещается.

Рекомендуется применять тампонажные смеси заводского приготовления.

Лежалые тампонажные материалы подвергаются диспергированию с помощью дезинтеграторных установок.

2. Приготовление воды затворения и буферной жидкости

На буровой необходимо устанавливать дополнительные металлические ёмкости с водой из расчёта полного объёма воды затворения с учётом буферной жидкости. За 2–3 суток до начала цементирования обсадной колонны в этих ёмкостях согласно рецептурам тампонажного раствора, подобранным в лаборатории, готовятся водные растворы химреагентов.

Подбирая рецептуру буферной жидкости необходимо выполнять условие, при котором удельный вес и вязкость жидкости находятся в пределах промежуточных значений аналогичных параметров разделяемых глинистого и тампонажного растворов.

3. Подготовка цементировочного оборудования

При подготовке к выезду на буровую очищают мерные ёмкости агрегатов, проверяется соответствие размеров цилиндрических втулок и поршней цементировочных насосов ожидаемому давлению, наличие и исправность манометров высокого и низкого давлений, предохранительных клапанов и запорных устройств, у цементосмесительных машин – соответствие размеров насадок заданной плотности тампонажных растворов.

Цементировочные головки оборудуются манометрами, кранами высокого давления и заблаговременно опрессовываются на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

4. Подготовка к процессу цементирования

Подготовку к цементированию производят одновременно с подготовкой к спуску и во время спуска колонны. В ней принимают участие буровая бригада, БПО УБР и тампонажная контора или цех.

Расстановку и обвязку цементировочной техники на буровой производят в соответствии с утверждённой типовой схемой и обеспечивают горизонтальность размещения цементировочных агрегатов.

При цементировании с использованием осреднительной ёмкости с каждой цементосмесительной машиной обвязывается один агрегат, который откачивает цементный раствор в осреднительную ёмкость. Для закачки цементного раствора в скважину у осреднительной ёмкости ставятся агрегаты, количество которых соответствует числу цементосмесительных машин.

Для заполнения мерных ёмкостей цементировочных агрегатов водой затворения и продавочной жидкостью в первую очередь прокладываются приёмные линии, затем – линии высокого давления от агрегатов к блоку манифольдов и цементировочной головке.

У дополнительных ёмкостей с водой затворения устанавливают не менее двух цементировочных агрегатов, мерники которых заполняют водой после окончания спуска обсадной колонны во время промывки скважины.

Заполнение мерников цементировочных агрегатов глинистым раствором производится после прекращения промывки скважины одновременно со сборкой трубопровода высокого давления от блока манифольдов к цементировочной головке.

Обвязкой агрегатов с цементировочной головкой предусматривается наличие отдельной линии высокого давления для продавливания верхней разделительной пробки закачивания тампонажного раствора.

По окончании сборки линии высокого давления опрессовывают на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

Расстановка и обвязка цементировочной техники планируется так, чтобы время их окончания совпадало с окончанием спуска обсадной колонны.

По окончании расстановки и обвязки цементировочного оборудования инженер по цементированию должен произвести проверку правильности установки цементировочных агрегатов, цементосмесительных машин и коммуникаций.

Цементирование скважины

Крепление скважин осуществляется для разобщения нефтегазоносных пластов от всех вышележащих с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов друг от друга и защиты обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путём закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Существует ряд методов цементирования скважин. К ним относятся: одно- и двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

Проектная скважина будет подвержена одноступенчатому цементированию (одноцикловый способ) – наиболее распространённый вид цементирования.

Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая её после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из неё, станут одинаковыми. При промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

После того как скважина промыта и вся арматура проверена приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину. Рекомендуются непосредственно перед началом затворения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее широко используется вода и водные растворы солей, щелочей и ПАВ (сульфанол). Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость. Объём буферной жидкости подсчитывается из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачивания буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку. Затем при помощи цементосмесителей и цементировочных агрегатов подготавливают цементный раствор, который агрегатами перекачки перекачивается в скважину. После закачки цементного раствора из цементировочной головки продавливают верхнюю пробку, и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны.

Далее приступают к продавке цементного раствора вниз. Для предупреждения быстрого роста давления в начале закачки тампонажных смесей и продавочной жидкости цементировочные агрегаты подключают в работу поочерёдно. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементировочных агрегатов. При продавке цементного раствора ведётся счёт закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшейся 0,5–1,0 м³ продавочной жидкости перейти на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо. Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым «ударом». Величина «удара» зависит от руководителя работ и обычно не превышает 0,5–1,0 МПа сверх максимального давления, имевшего перед моментом схождения пробок. На этом заканчивается процесс цементирования, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и твердения цементного раствора.

Контроль процесса цементирования

При цементировании проектируемой скважины будет использоваться компьютеризированный комплекс оборудования для контроля и управления процессом цементирования КСЦ-32.

Комплекс КСЦ-32 предназначен для использования при строительстве скважин различного назначения и, в частности, при цементировании обсадных колонн в умеренном и холодном макроклиматических районах.

В состав КСЦ-32 входят:

- модернизированный блок манифольдов (МБМ-32), на котором установлена измерительная вставка с датчиками расхода, плотности, давления, температуры;
- комплексный прибор для осреднительной ёмкости, включающий датчики плотности, уровня, температуры;
- световое информационное табло с отдельным кабелем;
- световое информационное табло с отдельным кабелем;
- станция контроля и управления процессом цементирования компьютеризированная (СКУПЦ-К).

В состав СКУПЦ-К входят:

- система сбора информации;
- преобразователь $\pm 24V$ в $\sim 220V$;
- бортовой промышленный компьютер (смонтированный в тумбе стола);
- промышленный монитор с температурой хранения – 40 °С;
- промышленная клавиатура и др.;
- специальное программное обеспечение;
- комплект кабелей на мобильных смотках.

Базовый вариант блока манифольдов смонтирован на шасси автомобиля «Урал».

Базовый вариант СКУПЦ-К смонтирован в специальном автобусе на шасси автомобиля КАМАЗ или УРАЛ любой модели.

Технологические задачи КСЦ-32:

- управление процессом цементирования в реальном времени с предотвращением гидроразрывов тампонажного раствора в затрубном пространстве, гидроударов при посадке продавочной пробки на упорное кольцо;
- слежение за приготовлением тампонажного раствора при использовании осреднительной ёмкости.

Технологические характеристики датчиков:

1. Датчик давления на блоке манифольдов:	
пределы измерения, МПа	0–40
относительная погрешность, %	± 1
2. Датчики плотности на блоке манифольдов и на осреднительной ёмкости:	
пределы измерения, кг/м ³	800–2600
относительная погрешность, %	± 2
3. Датчик расхода на блоке манифольдов:	
пределы измерения, м ³ /с	0–0,050
относительная погрешность, %	± 2
4. Датчик температуры на блоке манифольдов и на осреднительной ёмкости:	
пределы измерения, °С	–40 ÷ +60
относительная погрешность, %	$\pm 0,5$
5. Датчик уровня на осреднительной ёмкости:	
пределы измерения, МПа	0–2
относительная погрешность	± 2

Технические характеристики определяемых параметров:

1. Параметр объёма закачиваемых агентов:	
пределы измерения, м ³	0–100
относительная погрешность, %	± 2
2. Параметр суммарного объёма закачиваемых агентов:	
пределы измерения, м ³	0–200
относительная погрешность, %	± 2
3. На выносном табло отображается: давление, плотность, расход, объём, уровень, температура.	

Техническая характеристика КСЦ-32:

Наибольшее рабочее давление, МПа	32
Плотность перекачиваемых агентов, кг/м ³	800–2600
Число контролируемых параметров на МБМ-32, шт. (давление, температуры, плотность, расход, объём)	5

Число контролируемых параметров на осреднительной ёмкости, шт. 4
(средняя плотность, уровень, объём, температура)

Влажность окружающей среды, % до 100

Температура применения, °С от –40 до +50

Точность измерительных параметров соответствует техническим требованиям процесса цементирования скважин.

По желанию заказчика дополнительно (по отдельному договору) может быть представлен мобильный измерительный комплекс для контроля параметров на выходе из скважины. Цементирование нефтяных и газовых скважин – наиболее ответственный этап их строительства. Неудачи при его выполнении могут свести к минимуму успехи предыдущих этапов строительства скважины. Согласно данным статистики, стоимость работ по креплению и цементированию скважины составляет значительный процент от всей её стоимости, поэтому проведение этих работ имеет существенное значение для успешного закачивания скважины и обеспечивает оптимальные условия её эксплуатации.

Литература

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Недра, 1993–1996. – Т. 1–4.
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., 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.
5. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
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. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчёты при бурении глубоких скважин : справочное пособие / под ред. А.Г. Калинина. – М. : Недра, 2000. – 487 с.
11. Иогансен К.В. Спутник буровика : справочник. – М. : Недра, 1990. – 302 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. 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.
16. Проект бурения и крепление эксплуатационной скважины на Песчаной площади Краснодарского края. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bd68b4c43a88521316c37_0.html
17. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам) / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 11–13.
18. 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: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 22–29.

19. 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.
20. Галеев С.Р. [и др.]. Прогнозирование параметров бурения для оптимизации проектирования строительства скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 66–71.
21. Лакомых А.В., Клиценко Г.В. Концепция интерактивного проектирования. Новый подход к разработке проектной документации на строительство нефтяных и газовых скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 138–144.
22. Лышко Г.Н. Материалы и технологии герметизации заколонного пространства скважин. Вчера, сегодня, завтра // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 152–153.
23. 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 г.) 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.
24. Новохатский Д.Ф., Нижник А.Е., Андроников А.Р. Специальные тампонажные материалы – один из путей повышения качества строительства скважин в сложных геолого-технических условиях // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 198–201.
25. Паршукова Л.А. [и др.]. Проблемы устойчивости ствола скважины и пути их решения // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 90–91.
26. Рахимов А.К., Рахимов А.А. Качество цементирования – залог успешности разведочных работ и разработки месторождений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 230–231.
27. Саломатов В.А., Юнусов Р.Р., Паникаровский Е.В. Анализ применяемых понизителей фильтрации для предотвращения загрязнения пласта-коллектора при цементировании // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 266–269.
28. Симонянц С.Л., Гуринович А.В. Экспертная система выбора рационального типа гидравлического забойного двигателя для бурения // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 106–110.

References

1. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer's Handbook in 4 volumes. – M. : Nedra, 1993–1996. – Т. 1–4.
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., E.Y. Voloshchenko, G.V. Kusov, O.V. Savenok Ecology in the Construction of Oil and Gas Wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's satellite : a reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Т. 1–2.
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. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 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. Ganjummyan R.A., Kalinin A.G., Nikitin B.A. Engineering calculations for deep wells drilling : reference book / edited by A.G. Kalinin. – M. : Nedra, 2000. – 487 p.
11. Johansen K.V. Driller's companion : reference book. – M. : Nedra, 1990. – 302 p.
12. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squagin 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. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : ООО «Pervaya typographia», 2019. – Т. 1–4.
16. Project of Drilling and Fastening of a Production Well in Sandy Square of Krasnodar Region. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bd68b4c43a88521316c37_0.html
17. Concept of quality drilled oil and gas wells (address A.I. Bulatov to his descendants) / Bulatovskie readings: materials I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 11–13.
18. Agzamov F.A., Tokunova E.F., Komleva S.F. About requirements to plugging materials and fastening technology for casing, working in extreme conditions // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (31 March 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 22–29.
19. 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 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 297–315.
20. Galeev S.R. [et al]. Prediction of drilling parameters to optimize the design of well construction // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. Dr. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 66–71.
21. Lakomikh A.V., Klitsenko G.V. Interactive design concept. New approach to the development of project documentation for the construction of oil and gas wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (31 March 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Doctor of Engineering, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 138–144.
22. Lyshko G.N. Materials and technologies for sealing wellbore space. Yesterday, today, tomorrow // 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 Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 152–153.
23. 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 Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.
24. Novokhatskiy D.F., Nizhnik A.E., Andronikov A.R. Special plugging materials – one of the ways to improve the quality of well construction in complex geological and technical conditions // Bulatovskie readings: materials of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Engineering, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 198–201.

25. Parshukova L.A. [et al]. Problems of stability of a wellbore and ways of their decision // Bulatovskie readings: materials of III International scientifically-practical conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas squeeze-gins. – P. 90–91.
26. Rakhimov A.K., Rakhimov A.A. Cementing quality is the key to success of the exploration work and field development // 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 : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 230–231.
27. Salomatov V.A., Yunusov R.R., Panikarovskiy E.V. The analysis of applied filter-etradio reduction for prevention of reservoir-collector pollution at cementing // Bulatovskie readings: materials 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. 266–269.
28. Simonyants S.L., Gurinovich A.V. Expert system for selection of rational type of hydraulic down-hole motor for drilling // Bulatovskie readings: Proceedings of III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 106–110.

УДК 622.243.24

**ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**



**ASSESSMENT OF THE TECHNOLOGICAL
AND ECONOMIC EFFICIENCY
OF DEVELOPING A GAS AND OIL FIELD
USING HORIZONTAL WELLS**

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 приведена классификация газонефтяных месторождений, описаны основные проблемы и технологии разработки таких месторождений. В качестве повышения эффективности разработки предлагается замена традиционных вертикальных скважин горизонтальными. Приводится расчёт технологической и экономической эффективности применения горизонтальных скважин. Показано, что применение горизонтальных скважин на данных месторождениях значительно повышает эффективность их разработки. Благодаря вскрытию пластов горизонтальными скважинами достигаются: интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов; увеличение срока эффективной эксплуатации скважин за счёт значительного уменьшения водогазоконусных образований; уменьшение числа скважин, необходимых для разработки и доработки месторождений; минимальное загрязнение окружающей среды и сохранение экологически чистыми больших площадей на поверхности.

Ключевые слова: особенности разработки газонефтяного месторождения; общие сведения о газонефтяных месторождениях; классификация и характеристика газонефтяных залежей; основные проблемы разработки газонефтяных залежей; способы разработки газонефтяных залежей; разработка газонефтяного месторождения горизонтальными скважинами; преимущества разработки газонефтяной залежи горизонтальными скважинами.

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
aldac@mail.ru

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
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of general mathematicians department,
Kuban state technological university
avnatali@mail.ru

Annotation. The article provides a classification of gas and oil fields, describes the main problems and technologies for the development of such fields. As an increase in development efficiency, it is proposed to replace traditional vertical wells with horizontal ones. The calculation of technological and economic efficiency of horizontal wells application is given. It is shown that the use of horizontal wells in these fields significantly increases the efficiency of their development. Due to the opening of formations by horizontal wells, the following is achieved: intensification of oil production and increased oil recovery; increase in the effective life of wells due to a significant reduction in water-gas cone formations; reduction in the number of wells required for the development and further development of fields; minimal environmental pollution and the preservation of environmentally friendly large areas on the surface.

Keywords: features of the development of gas and oil fields; general information about gas and oil fields; classification and characterization of gas and oil deposits; the main problems of the development of gas and oil deposits; methods for developing gas and oil deposits; gas and oil field development with horizontal wells; advantages of developing a gas-oil deposit by horizontal wells.

Общие сведения о газонефтяных месторождениях

В последние годы структура сырьевой базы нефтяной промышленности существенно изменилась. Всё больший удельный вес приобретает добыча нефти из сложнопостроенных залежей, в том числе газонефтяных, значительные запасы нефти которых заключены в обширных и низкопродуктивных подгазовых зонах с небольшой нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов.

Газонефтяное месторождение – совокупность залежей газа и нефти, контролируемых единым структурным элементом, для которых характерно преобладание объёма газа над объёмом нефти.

Эти месторождения включают нефтяную часть в виде оторочки, газовую шапку, содержащую, кроме газа, конденсат, и очень часто подошвенную или краевую воду. В отдельных случаях газонефтяное месторождение может быть представлено лишь одной газонефтяной залежью. В разрезе газонефтяного месторождения, чаще всего в верхней части, находятся газовые залежи, затем газонефтяные и в нижней части – нефтяные. Эти залежи имеют соответственно газоводяные, газонефтяные и водонефтяные контакты. Распределяются залежи по разрезу газонефтяного месторождения неравномерно. Основные скопления углеводородов приурочены к определённым литолого-стратиграфическим комплексам в зависимости от особенностей геологического строения как самого газонефтяного месторождения, так и от условий формирования нефтегазонасыщенной области или провинции, в состав которой входит то или иное месторождение. Газонефтяные месторождения обычно группируются в зоны нефтегазонакопления.

В пределах одного газонефтяного месторождения могут быть выявлены структурные, литологические и другие типы залежей. Эксплуатация газовых и нефтяных залежей газонефтяных месторождений осуществляется отдельно. Сходные по строению и продуктивности залежи объединяются в единые объекты разработки с учётом возможности их эксплуатации одной сеткой скважин. Примерами газонефтяных месторождений могут служить – Губкинское, Коробковское, Бахметьевско-Жирновское, Анастасиевско-Троицкое, Самотлорское, Варьёганское.

Анализ газонефтяных объектов показал четкую дифференциацию извлекаемых запасов нефти в зависимости от доли газовой фазы в объёме пласта. При преобладании газовой фазы проектная нефтеотдача составляет в среднем около 20 %; по объектам, где газовая фаза не превышает 0,25 общего объёма пласта, нефтеотдача, определённая как средняя арифметическая по всем объектам, равняется 37 %.

Степень выработанности извлекаемых запасов нефти газонефтяных залежей находится в тесной зависимости от доли газовой фазы. Для объектов с небольшой долей газовой фазы (менее 0,25) она достигает 44 %, в то время как при доле 0,50–0,75 средняя выработанность находится на уровне 10 %.

В большинстве случаев ГНЗ залегают на глубине 1000–2000 м и содержат сравнительно небольшие запасы нефти. Условия залегания нефти и газа, характер распределения запасов по зонам имеют большое значение для рациональной разработки.

Наиболее сложной задачей является извлечение нефти из нефтяных оторочек, имеющих незначительную толщину и обширную водогазовую зону. В большинстве нефтегазодобывающих районов ГНЗ приурочены к многопластовым месторождениям, в продуктивной толще которых имеются залежи различного типа – нефтяные, газовые и газонефтяные. Как правило, эти залежи выделяются в самостоятельные объекты разработки из-за трудности объединения их в один объект. Более 70 % ГНЗ эксплуатируются 20–30 лет и более.

Классификация и характеристика газонефтяных залежей

По особенностям строения и специфике разработки нефтегазовые залежи можно подразделить на два вида:

- 1) залежи с газовой шапкой и краевой водой;
- 2) залежи с газовой шапкой и подошвенной водой.

Главное различие этих видов залежей заключается в следующем. В первых границы разделов «нефть – вода» и «газ – нефть» можно свести в плане к контурам

(отношение величин начальных и текущих площадей водонефтяного и газонефтяного контактов в основной период разработки к начальной площади нефтеносности составляет порядка нескольких десятых или менее). Главной особенностью залежей второго вида является наличие ВНК и ГНК, начальные и текущие площади которых соизмеримы, а чисто нефтяная зона в них отсутствует.

Определяющими в указанной классификации нефтегазовых залежей являются величины мощностей продуктивного пласта, углов его наклона и начальные относительные линейные размеры залежей. Чем меньше мощность пласта, больше углы его наклона и больше относительные размеры залежей (например, по отношению к размерам газовой шапки), тем больше оснований отнести рассматриваемую нефтегазовую залежь к первому виду, и наоборот.

Газонефтяные залежи с подошвенной водой обычно приурочены к пластам значительной мощности, превышающей мощность нефтяного слоя, при относительно небольших углах наклона пласта.

Иногда нефтяные залежи обоих видов могут иметь конфигурацию оторочки, окаймляющей газовую шапку. Но рассматриваемую нефтегазовую залежь в этом случае можно отнести к первому виду, если отношение величин площадей каждого из контактов (ВНК и ГНК) к площади нефтеносности залежи значительно менее единицы. Ко второму виду относятся залежи с нефтяной оторочкой, если в них площади каждого из контактов соизмеримы с начальной площадью нефтеносности.

Различия в строении выделенных двух видов нефтегазовых залежей определяют существенную разницу в решении вопросов их разработки. В первую очередь это проявляется в установлении технологических режимов работы нефтяных скважин.

Если на залежах с краевой водой (рис. 1) большинству нефтяных скважин (кроме прилегающих к газовой шапке и к контуру «нефть – вода») может быть задан режим работы, характерный для обычных нефтяных залежей (без газовых шапок и без обширных водонефтяных зон), то на залежах с газовой шапкой и подошвенной водой (рис. 2) абсолютное большинство нефтяных скважин должно работать исходя из предотвращения преждевременных прорывов воды и (или) газа к забоям.

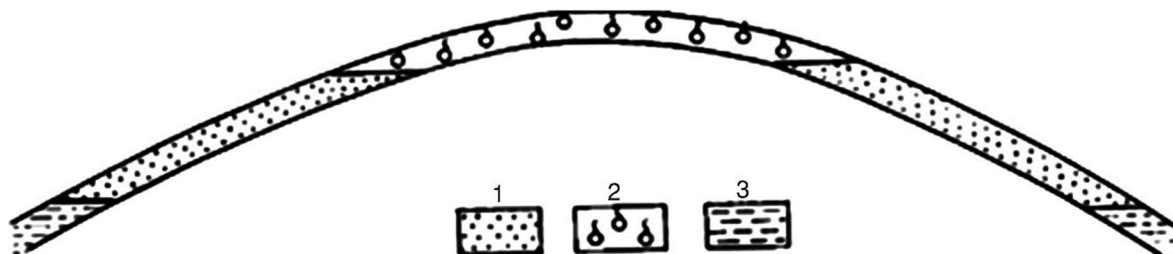


Рисунок 1 – Схема строения нефтегазовой залежи с краевой водой:
1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода



Рисунок 2 – Схема строения нефтегазовых залежей с подошвенной водой

В последующем изложении выявляются специфические подходы к размещению нефтяных скважин, расположению интервалов перфорации относительно контактов, применению методов воздействия на пласт и использованию пластовой энергии на нефтяных залежах с подошвенной и с краевой водой. Однако для залежей обоих видов в определённой степени совпадает порядок решения вопросов их разработки, связанных с наличием газовых частей (порядок выработки запасов нефти и газа, состояние границы раздела «газ – нефть» в процессе разработки залежи, возможность использования запасов газа газовой шапки и др.). Следовательно, необходимо формулировать вначале общие (для обоих видов залежей), а затем специфические (для каждого из видов) технологические принципы разработки нефтегазовых залежей.

Основные проблемы разработки газонефтяных залежей

Обоснование оптимального режима работы нефтяных скважин, расположенных в ГНЗ требует учёта геологических особенностей залежей, учёта фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и других многих факторов.

В целом для достижения максимальной нефтеотдачи при сохранении положительных экономических показателей при работе с нефтяными оторочками следует руководствоваться следующими общими принципами.

Для ГНЗ подстилающего типа характерны технологии разработки:

- регулярные системы разработки;
- ограниченные депрессии;
- бурение многоствольных / горизонтальных скважин.

Для нефтяных оторочек краевого типа:

- адаптивные системы разработки с применением горизонтальных скважин большой длины;
- ограниченные депрессии, обеспечивающие безгазовые режимы работы скважин;
- барьерное заводнение.

Геологические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- контактная структура запасов (наличие газа / воды);
- высокая чувствительность оторочки на изменения в газовой шапке;
- низкие фильтрационно-ёмкостные свойства.

Технологические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- расформирование оторочки вследствие опережающей добычи газа;
- прорывы воды / газа;
- выбор профиля скважины;
- неэффективность ППД;
- выбор системы разработки;
- низкая продуктивность пластов вследствие наличия нефтяных зон с обширными газовыми шапками и опережающей разработки газовой части.

Экономические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- отсутствие инфраструктуры;
- удалённость активов;
- нерентабельность проектов вследствие низкой продуктивности пластов.

Необходимо отметить, что вышеуказанные принципы могут быть несправедливы в каких-либо отдельных случаях и подход в решении задач будет заключаться в использовании математического моделирования совместно с численными методами, что позволит учесть особенности залегания флюидов в пласте, эмпирические зависимости фазовых проницаемостей, свойства флюидов и пластов коллекторов и т.д.

Конусообразование – процесс движения воды из аквифера или газа из газовой шапки к интервалу перфорации нефтяной скважины.

Конусообразование вызвано опережающим движением подстилающих вод или газа газовой шапки к забою нефтяной скважины. Конусообразование ведёт к существенному уменьшению продуктивности скважин вследствие падения фазовой проницаемости по нефти, и, в конечном счёте, уменьшению нефтеотдачи. Предотвращение этого явления необходимо для увеличения конечной нефтеотдачи месторождения.

Точного математического решения задачи конусообразования так и не было построено, однако в настоящее время существует понимание основных принципов процесса фильтрации флюида в пластах с газовой шапкой, позволяющих строить приближительные решения, достаточно хорошо описывающие реальную ситуацию.

На рисунке 3 показан механизм образования конуса в том случае, когда скважина вскрывает небольшой интервал вблизи подошвы нефтяного пласта, характеризующегося наличием газовой шапки. Первоначально скважина добывает нефть без газа. Положение ГНК отражает распределение давления, необходимого для движения нефти. Мощность нефтяного пласта отвечает расстоянию от точки контакта до подошвы на значительном удалении от скважины вглубь пласта. Наклон поверхности контакта в каждой точке характеризуется величиной горизонтального градиента давления в нефтяном пласте непосредственно ниже контакта.

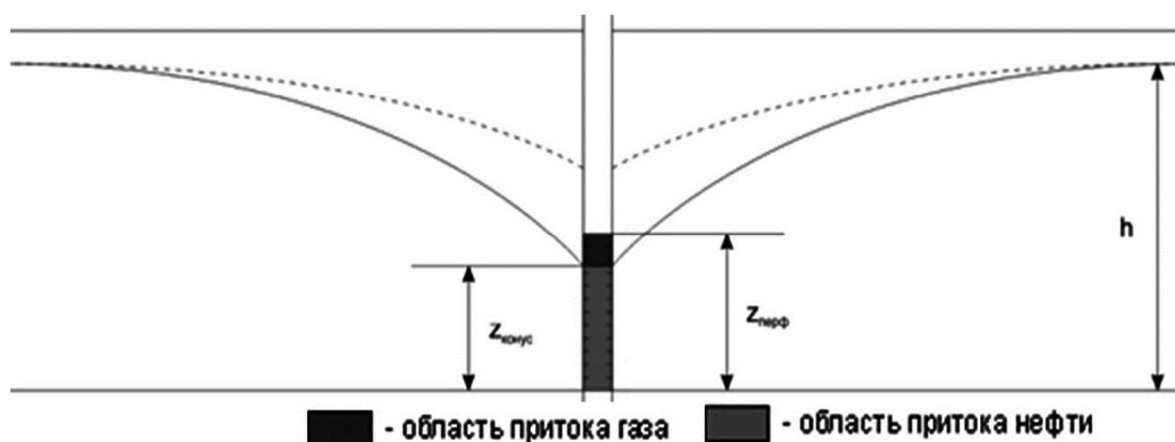


Рисунок 3 – Конусообразование для случая вертикальной скважины

При увеличении дебита нефти (например, при снижении забойного давления), градиент давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности ГНК к скважине. При определённом значении дебита градиент у поверхности скважины вырастает фактически до бесконечности (наклон контактной поверхности становится вертикальным), и происходит быстрый прорыв газа в добывающую скважину. Такой дебит называется критическим.

На месторождении с нефтяной оторочкой для горизонтальной скважины прорыв газа с точки зрения падения дебита нефти более критичен, чем для вертикальной. Из рисунка 4 видно, что острая вершина конуса предшествует прорыву.

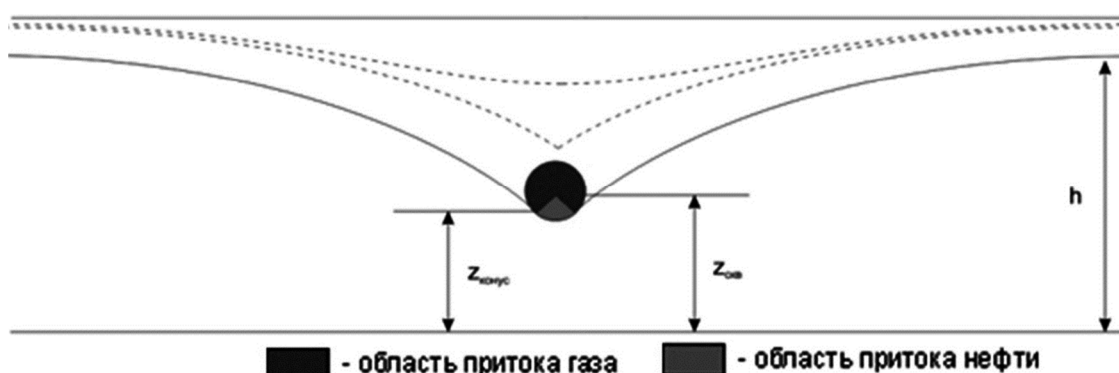


Рисунок 4 – Подтягивание конуса газа к горизонтальной скважине

К примеру, на Чаядинском месторождении после прорыва газа в вертикальную скважину дебит упал в 1,3 раза. На Норвежском месторождении Troll с горизонтальной скважиной после прорыва газа дебит упал в 6,3 раза.

Процесс добычи нефти из оторочки без прорыва газа состоит из двух этапов:

1) вертикальное вытеснение нефти газом и/или водой – вершины ГНК и/или ВНК продвигаются к скважине, оставляя контакты стабильными и вытесняя нефть из объёма на небольшом расстоянии от скважины (рис. 5);

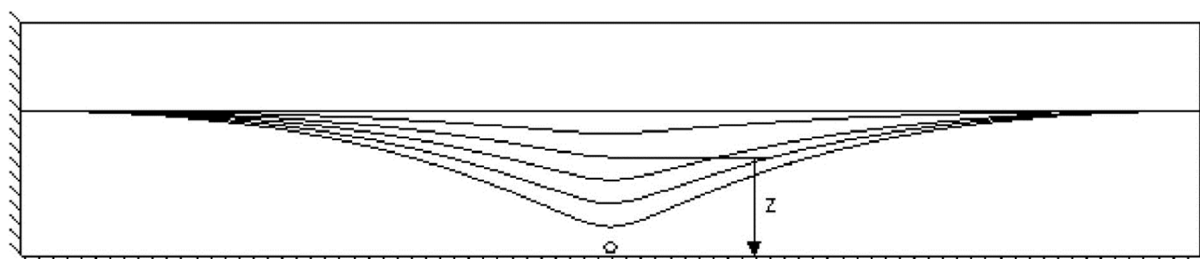


Рисунок 5 – Вертикальное вытеснение нефти газом или водой

2) гравитационное дренирование – вершины ГНК и/или ВНК остаются неподвижными, вытесняя нефть из областей, лежащих за пределами первоначального конуса (рис. 6).

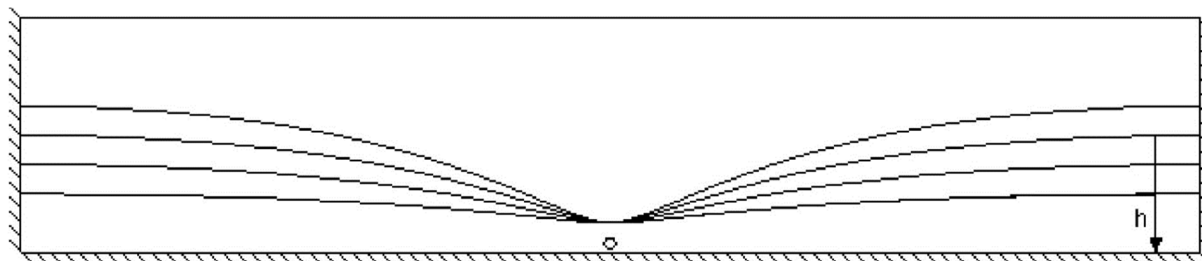


Рисунок 6 – Гравитационное дренирование

Большое значение имеет реализация рациональной разработки ГНЗ с водонапорным режимом. Он характерен тем, что при постоянном пластовом давлении компенсация отборов равна 1. В этом случае движение ВНК ведёт к тому, что скважины, которые располагаются водонефтяной зоне, обводняются. Обводнение скважин приводит к росту операционных затрат и, как следствие, росту себестоимости добычи нефти, ухудшению показателей разработки. Поскольку конус описывает движение поверхности «вода – нефть» или «газ – нефть» в локальной области, то, рассматривая режим работы отдельной скважины, необходимо проводить различие между продвижением краевых и подошвенных вод. В первом случае движение воды идёт вдоль напластования, что проявляется в случае достаточно тонких продуктивных пластов, особенно в залежах с большими углами падения. Второй случай характерен для пластов, залегающих с небольшими углами наклона. Так как в природе чаще всего встречаются некоторые промежуточные случаи, а крайние случаи наблюдаются редко, то можно выделить 3 типа притока нефти при водонапорном режиме:

1) нефть поступает к забоям скважин преимущественно под воздействием подошвенных вод, краевые воды малоактивны, т.е. скорость продвижения границы раздела «нефть – вода» превышает скорость, с которой происходит стягивание контура нефтеносности;

2) вытеснение нефти происходит за счёт продвижения краевых вод вдоль напластования. Подошвенные воды при этом малоактивны, таким образом, скорость продвижения контура ВНК в несколько раз больше скорости подъёма поверхности подошвенной воды;

3) приток нефти к скважинам происходит как за счёт продвижения краевых, так и подошвенных вод, а также в случае наличия газовой шапки и за счёт продвижения газонефтяного контакта.

Последний вариант наиболее сложен, хотя приближённо оценить происходящий при этом процесс можно, сведя его к одному из первых двух. Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела «вода – нефть» или «нефть – газ» не зависит от того, является ли подошвенная вода движущим фактором или она малоактивна. Но при этом качественном подобии физические причины, вызывающие образование конуса, различны.

В случае активности подошвенных вод из-за высокого пластового давления в области аквифера и пониженного давления в призабойной зоне нефтяной скважины граница раздела испытывает высокий перепад давления. При этом линии тока будут ортогональны исходной поверхности ВНК и направлены вверх. Приближаясь к забою скважины, на уровне интервала перфорации пласта они начинают отклоняться. Вытеснение нефти происходит за счёт продвижения ВНК, сопровождаемого образованием конуса воды. Причина образования конусообразной формы поверхности раздела «вода – нефть» («нефть – газ» или «газ – вода») заключается в том, что величина вертикальной составляющей скорости продвижения флюидального контакта принимает максимальное значение по оси скважины. Качественно такая форма поверхности раздела фаз формируется и в том случае, даже если подошвенная вода не принимает участие в вытеснении либо она малоактивна. При этом поток нефти (газа) к несовершенной

скважине на расстоянии, большем одного-двух значений продуктивной толщины от её оси (внешняя зона), можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта.

Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где линии тока искривлены. В результате такого искривления линий тока появляется вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины. Наличие вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности раздела «вода – нефть» или «газ – нефть», а её уменьшение с увеличением расстояния от оси скважины обуславливает образование конусообразной формы границы раздела конус подошвенной воды или газа в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существенного влияния на приток нефти к скважине. Равновесие характеризуется предельным дебитом или депрессией, т.е. дебитом, превышение которого приводит к прорыву воды (газа) в скважину. В случае если дебит скважины не превышает предельного значения, то прорыв воды (газа) произойдет лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего поднятия ВНК или опускания ГНК вследствие истощения залежи. Величина предельного дебита зависит от физических свойств пласта и жидкостей и относительного вскрытия продуктивной части пласта. В пластах с малой проницаемостью вдоль напластования реализация предельных дебитов ввиду их малости экономически невыгодна. Экономически невыгодна эксплуатация скважин и с максимально возможным (потенциальным) дебитом, т.к. вода или верхний газ мгновенно прорываются в скважину и начинается совместный приток нефти и воды или нефти и газа.

Очевидно, рабочие дебиты должны находиться в интервале от предельного до потенциального. Следовательно, такая скважина будет характеризоваться временем безводной или безгазовой эксплуатации.

Способы разработки газонефтяных залежей

Многолетний опыт показал, что на ГНЗ трудно выдержать одну и ту же систему в течение всего периода разработки. Обычно возникает ряд осложнений, связанных с прорывами газа из газовой шапки и трудностями извлечения нефти из газонефтяных зон. Проводимые для улучшения условий разработки и полноты извлечения нефти мероприятия частично или существенно меняют принятую ранее систему.

Наиболее простым мероприятием считается контролируемый отбор газа из газовой шапки, сдерживающий ее расширение. При малых размерах газовой шапки возможно за счёт отбора всего газа преобразование ГНЗ в нефтяную, что упрощает её разработку. Для более полной выработки нефти из подгазовых зон последние отрезают от нефтяной с помощью нагнетания воды.

Большая часть ГНЗ в старых районах разрабатывается без поддержания давления за счёт использования природной энергии пластовой системы и газа газовой шапки при ограниченной роли растворённого газа. Эффективность такой разработки зависит от геолого-физической характеристики коллекторов, условий залегания нефти и газа, соотношения объемов, занятых этими флюидами, активности вод законтурной области, темпов отбора нефти.

Рассмотрим несколько основных систем разработки:

1. *Опережающая разработка нефтяной зоны с расширением газовой шапки*

Опережающая разработка нефтяной зоны без поддержания пластового давления характеризуется расширением газовой шапки и внедрением пластовых вод, если они достаточно активны. Такая система широко распространена в зарубежной практике. Для рассматриваемой системы характерна длительная консервация запасов газа газовой шапки и вытеснение всех или частей запасов нефти газом расширяющейся газовой шапки при снижении в ней давления. Область применения системы 1 ограничена залежами, приуроченными к коллекторам с высокой проницаемостью. Такая система разработки может быть эффективной для ГНЗ:

а) приуроченных к пластам с большими углами падения и массивных залежей с большими этажами нефтеносности, в которых вытеснение нефти газом расширяющейся газовой шапки в сочетании с действием гравитационных сил может обеспечить высокую нефтеотдачу;

б) приуроченных к пологозалегающим пластам, при наличии большой нефтяной зоны и при условии, что залежь имеет хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью, упругой энергии которой достаточно для выработки основных запасов нефти при небольшом снижении пластового давления и небольшом расширении газовой шапки с преимущественным вытеснением нефти водой.

II. *Опережающая разработка нефтяной зоны с контролируемым отбором газа из газовой шапки*

Данная система предусматривает сначала отбор нефти из нефтяной зоны, но при этом проводится ограниченный отбор газа из газовой шапки, сдерживающий её расширение. Естественно, что система осуществима только в залежах с активными пластовыми водами.

Необходимый для этого отбор газа пропорционален начальному объёму газовой шапки и темпу падения давления в ней. Систему II можно использовать для более широкого круга залежей, чем предыдущую, так как в природе чаще встречаются залежи с законтурной областью не полностью восполняющей отбираемые количества жидкости, что приводит к падению пластового давления и, следовательно, к нежелательному расширению газовой шапки, которое можно предотвратить, отбирая из нее ограниченное количество газа.

III. *Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки*

Вариант 1: $P_{гш} > P_{нз}$;

Вариант 2: $P_{гш} < P_{нз}$;

Вариант 3: преобразование ГНЗ в нефтяную.

Данная система, предусматривающая одновременную добычу нефти и газа в любых количествах, может осуществляться во множестве вариантов в зависимости от порядка ввода нефтяной зоны и газовой шапки и соотношения отборов нефти и газа (в пластовых условиях).

IV. *Опережающая разработка газовой шапки*

При значительных запасах нефти добыча газа из газовой шапки, как правило, прекращается. При небольших запасах нефти и залегании их в виде узкой (маломощной) оторочки разработка газовой шапки продолжается. Одновременно начинается эксплуатация нефтяной зоны с максимально возможным темпом отбора нефти. Опережающий отбор газа из газовой шапки существенно меняет состояние запасов нефти, хотя количественно они остаются неизменными, так как нефть не добывается, но мигрирует в газовую шапку. Наименьшие изменения происходят в замкнутых залежах, наибольшие – в залежах с активной пластовой водой.

При значительном превышении газонасыщенного объёма пласта над нефтенасыщенным в таких залежах опережающая добыча газа приводит к полной потере балансовых запасов нефти, так как они, не вступая в разработку, переходят в категорию неизвлекаемых как остаточные за фронтом вытеснения.

V. *Опережающая разработка нефтяной зоны при поддержании ППД путём законтурного нагнетания воды*

Поддержание давления в залежи за счёт законтурного заводнения с размещением нагнетательных скважин на удалении от внешнего ВНК возможно при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной областью. В случае ухудшения характеристики пласта за пределами залежи нагнетательные скважины располагаются вблизи от её внешней границы (приконтурное заводнение).

VI. *Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки в условиях законтурного заводнения в целях преобразования в нефтяную*

Во избежание существенного падения пластового давления ниже давления насыщения, а, следовательно, значительного разгазирования нефти, которое препятствует преобразованию, осуществляется законтурное или приконтурное заводнение.

Отбор газа в этом случае направлен на полное замещение газовой шапки нефтью. Темпы отбора газа ограничены темпами закачки воды: целью поддержания пластового давления на уровне, не допускающем существенного разгазирования нефти, и возможностью его утилизации.

Принципиальная возможность осуществления разработки НГЗ по системе 6 определяется потерями нефти при полном замещении газовой шапки нефтью и последующим вытеснением её водой. Эти потери нефти должны быть меньше, чем при разработке этих залежей по системам, предусматривающим опережающую разработку нефтяной зоны.

VII. Барьерное заводнение

Барьерное заводнение по системе 7, предусматривающее нагнетание воды через ряд скважин, размещенных вблизи внутреннего ГНК, позволяет разобщить запасы свободного газа и нефти, что коренным образом меняет условия разработки НГЗ.

По поводу возможности создания сплошного водяного барьера по линии нагнетательных скважин имеются возражения, основанные на том, что всегда существует нейтральная линия между двумя нагнетательными скважинами, на которой может происходить фильтрация газа. Это положение относится к однородному пласту. Природные коллекторы всегда неоднородны по площади и разрезу, что обуславливает сложную систему порового пространства и поэтому имеется возможность создания сплошного барьера на удалении от линии нагнетания.

Как показало математическое моделирование такого процесса, при проектировании разработки НГЗ месторождения Алдье можно не стремиться создавать сплошной водяной барьер. По линии нагнетательных скважин достаточно создать барьер давления, т.е. превышение давления над средним пластовым давлением в нефтяной зоне и в газовой шапке.

Для этого требуется 3/4 объёма нагнетаемой воды, который необходим для создания водяного барьера. Существенную роль в процессе создания водяного барьера или барьера давления играют темпы нагнетания. Опыт разработки показывает, что чем выше темпы закачки, тем меньше темп продвижения нагнетаемой воды по пласту за счет сил гравитации.

К недостаткам барьерного заводнения следует отнести:

- 1) добычу большого количества газа из газовой шапки на начальной стадии разработки;
- 2) добычу одновременно с газом воды;
- 3) потери газа, защемленного при вытеснении его нефтяным валом.

VIII. Разрезание нефтегазовой залежи на блоки самостоятельной разработки

Эта система предусматривает нагнетание воды не только в чисто нефтяную зону (ЧНЗ), но и в нефтегазовую зону с помощью рядов нагнетательных скважин, которые разделяют залежь на блоки самостоятельной разработки. На первом этапе реализации такой системы на нефтегазовую зону способ вытеснения нефти и газа водой во многом аналогичен механизму барьерного заводнения: к эксплуатационным скважинам как более подвижный прорывается верхний газ, а на его место вторгается нефть – образуются нефтяной вал. После извлечения запасов газа, заключённых в отдельном блоке, нефтегазовая зона последнего преобразуется в нефтяную.

Таким образом, основными проблемами разработки газонефтяных месторождений можно выделить преждевременные прорывы газа и воды вследствие конусообразования, а так же расформирование нефтяной зоны вследствие падения давления в газовой шапке. Эти проблемы являются основной причиной низких значений дебитов. В качестве улучшения эффективности разработки газонефтяного месторождения предлагается в качестве альтернативы вертикальным скважинам использовать горизонтальные, которые, в свою очередь, частично решают описанные выше проблемы.

Преимущества разработки газонефтяной залежи горизонтальными скважинами

При вертикальном положении скважины проявляется серьёзная проблема – ограничение притока жидкости, возникающее при радиальном движении флюидов к добывающей скважине, так как по мере приближения флюидов к скважине площадь притока уменьшается, соответственно, скорость течения возрастает. В результате резко растёт и градиент давления. Большая часть перепада давления реализуется в призабойной зоне скважины.

При горизонтальном бурении с увеличением длины скважины возрастает эффективная длина ствола, открытая притоку. Соответственно при фиксированной величине притока снижается перепад давления, что позволяет увеличивать скорость дренирования. Применение горизонтальных скважин является альтернативой другим методам увеличения площади контакта с пластом, таким как бурение дополнительных скважин для увеличения зоны охвата, повышение эффективной проницаемости призабойной зоны скважины путём создания искусственных трещин или кислотных обработок, а также им подобные методы. Компании-операторы осознают, что нередко использование горизонтальных скважин более рентабельно, чем применение вышеперечисленных методов увеличения контакта с пластом.

Зачастую одна горизонтальная скважина может заменить собой несколько вертикальных и, в результате, быть рентабельной даже в том случае, когда стоимость её бурения и заканчивания может превышать соответствующую стоимость для вертикальной скважины. В некоторых случаях, когда применение традиционных вертикальных скважин неэффективно, горизонтальные скважины обеспечивают рентабельность добычи. Рассмотрим простой пример. Как будет показано далее, продуктивность вертикальной скважины, дренирующей на псевдоустановившемся режиме пласт цилиндрической формы, описывается следующим уравнением:

$$q = F_D \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_w)}{\mu \cdot \left[\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0,75 \right]}, \quad (1)$$

где F_D – размерный коэффициент; q – дебит; k – проницаемость; h – мощность пласта; \bar{P} – среднее пластовое давление; P_w – давление скважины; μ – вязкость флюида; R_e – радиус контура питания; R_w – радиус скважины.

Уравнение (1) можно переписать относительно безразмерного коэффициента продуктивности J^* :

$$J^* = \frac{q \cdot \mu}{F_D \cdot k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_w)} = \frac{2 \cdot \pi}{\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0,75}. \quad (2)$$

Этот коэффициент зависит от радиуса скважины R_w . Для протяжённого пласта небольшой мощности продуктивности горизонтальной скважины длины L и вертикальной с эффективным радиусом $10/4$ равны. Такое сравнение допустимо лишь в случае, когда длина скважины много меньше диаметра самого пласта. При увеличении в уравнении (2) радиуса скважины до значения $\frac{L}{4}$ возрастает и безразмерный коэффициент продуктивности J^* .

В качестве примера рассмотрим расчёты продуктивности для скважины длиной 200 м с эффективным радиусом 50 м. Как видно из таблицы 1, продуктивность горизонтальной скважины возрастает в 3,9 раза по сравнению с традиционной скважиной радиуса 0,1 м. При этом данным таблицы 2 отвечает случай дренирования скважиной пласта радиусом 903 м, что соответствует площади дренирования 256 га. Применение горизонтальной скважины снижает ограничение на интенсивность притока в призабойной области, при этом в большей же части пласта поток имеет преимущественно радиальную направленность.

Таблица 1 – Безразмерная продуктивность вертикальной скважины в центре маломощного пласта радиусом 903 м

R_w	J^*	$\frac{J}{J_0}$
0,1	0,75	1
50	2,93	3,9

Горизонтальные скважины, протяжённые на значительное расстояние вглубь пласта, способствуют течению жидкости в горизонтальном направлении. Этот фактор приобретает тем большее значение, чем значительнее квадрат длины скважины превышает площадь дренирования A . Таким образом, к относительно длинным горизонтальным скважинам жидкость притекает из близлежащей части пласта и затем движется в горизонтальном направлении по стволу. При малом $\frac{A}{L^2}$ приток из большей части пласта можно считать скорее линейным, чем радиальным.

При малом значении $\frac{A}{L^2}$ оптимальная форма зоны дренирования будет вытянутой, в простейшем случае – прямоугольной. Следующее уравнение позволяет оценить соответствующий безразмерный коэффициент продуктивности:

$$J^* = \frac{12}{\ln\left(1 + \frac{A}{L^2}\right)} \quad (3)$$

На рисунке 7 в нижней его части показана расчётная область для горизонтальной скважины длиной 800 м, дренирующей ту же площадь, что и в примере из таблицы 1. В данном случае оптимальной зоной дренирования является прямоугольник размером 1789×1431 м, при этом продуктивность горизонтальной скважины в 10 раз выше, чем у вертикальной. В верхней части рисунка приведены результаты аналогичных расчётов для площади зоны дренирования 16 га. В этом случае продуктивность вертикальной скважины всего на 20 % выше, чем ранее описанной вертикальной скважины, дренирующей значительно большую область. При этом горизонтальная скважина даёт намного большее увеличение продуктивности при удлинении зоны дренирования. Для скважины длиной 800 м область дренирования при площади 16 га имеет размеры 894×179 м, а индекс продуктивности в 60 раз выше, чем у соответствующей вертикальной скважины. Данный эффект более заметен с увеличением зоны дренирования. Как видно из рисунка, 800-метровая горизонтальная скважина, дренирующая область 16 га, характеризуется улучшенной продуктивностью, по-видимому, не только благодаря лучшему контакту с пластом, но и вследствие того, что жидкость проходит меньший путь при движении к скважине. Следует отметить, что для всех показанных на рисунке примеров горизонтальные скважины обеспечивают рост продуктивности, однако эффект максимален при дренировании небольшой области. Это происходит благодаря тому, что при дренировании горизонтальной скважиной такой области линии тока, отвечающие движению флюида, более короткие. В преобладающей части пласта при равном перепаде давления градиент давления и продуктивность выше.

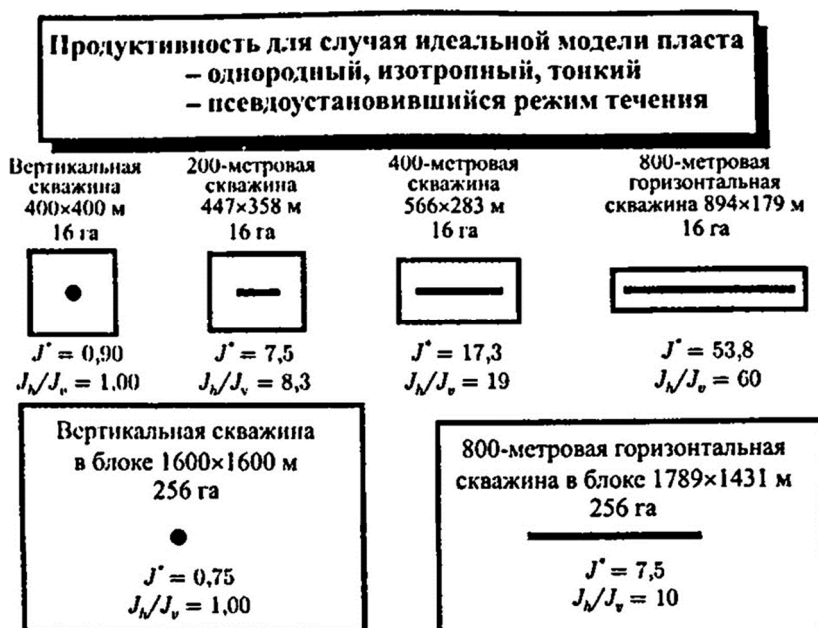


Рисунок 7 – Продуктивность для идеальной модели пласта

Во многих случаях наиболее важным фактором, ограничивающим добычу нефти из продуктивного пласта, является приток к добывающей скважине воды из подстилающего водоносного пласта или газа из газовой шапки. Горизонтальные скважины в таких коллекторах могут дать существенные преимущества. Традиционный способ снижения эффекта конусообразования – селективная перфорация вертикальной скважины как можно дальше от воды или газовой шапки для предотвращения их прорыва. При этом площадь контакта вертикальной скважины с пластом уменьшается по сравнению с полным вскрытием пласта. Влияние мощности пласта на относительную производительность горизонтальной скважины намного меньше (рис. 8).

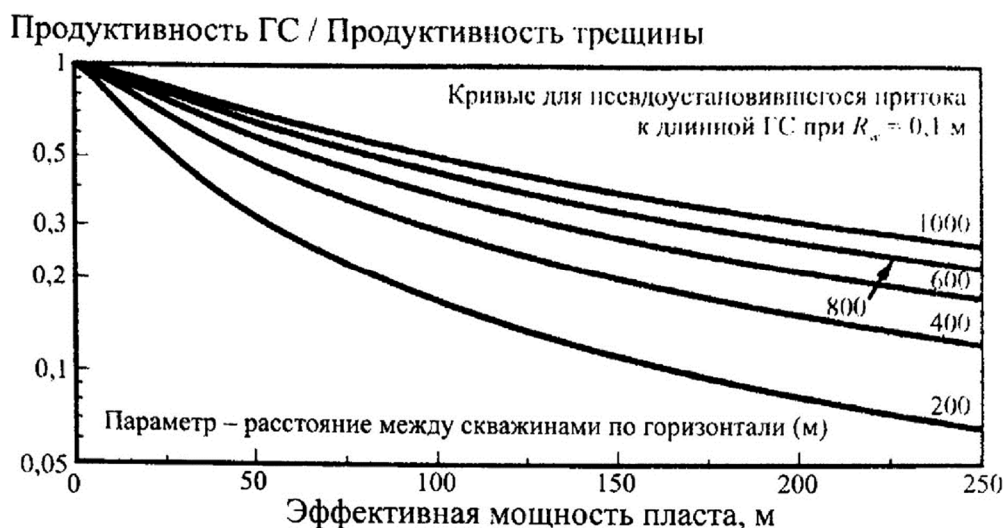


Рисунок 8 – Влияние мощности пласта и расстояния между скважинами на производительность горизонтальных скважин (ГС)

Благодаря большему контакту с пластом при равном дебите, депрессия на пласт в случае горизонтальной скважины ниже, чем для вертикальной. Такое уменьшение депрессии снижает тенденцию к конусообразованию воды или газа. Таким образом, горизонтальная и вертикальная скважины могут работать, к примеру, с одинаковыми дебитами, но при этом в случае горизонтальной скважины конусообразование будет происходить медленнее (а иногда даже значительно медленнее), чем для вертикальной, т.е. водонефтяной и/или газонефтяной фактор горизонтальной скважины будет ниже. В некоторых случаях добыча горизонтальными скважинами на режимах без «подтягивания» конуса будет экономически целесообразна, в то время как использование традиционных скважин было бы неоправданно. В тех случаях, когда начальные дебиты вертикальных скважин отвечают значениям, при которых ещё не происходит прорыв газа из газовой шапки, а добыча нецелесообразна с экономической точки зрения, горизонтальные скважины могут обеспечить рентабельную добычу за счёт гравитационного дренирования при небольшом объёме закачки в газовую шапку для поддержания давления.

Даже если эксплуатация с дебитом ниже критического (в смысле образования конуса) по-прежнему нерентабельна, горизонтальные скважины всё же обладают значительными преимуществами. Типичная ситуация – добыча тяжёлых вязких нефтей из пластов с подстилающей водой. Даже при очень низких дебитах из-за высокой вязкости нефти и небольшой разности плотностей нефти и воды происходит конусообразование или, вернее, образование так называемых «языков». В таких случаях объём добытой нефти примерно пропорционален объёму промытой «языками» воды зоны. Как показано на рисунке 9, горизонтальные скважины обладают преимуществом перед вертикальными, так как объём «языка», на самом деле имеющего форму гребня (наподобие крыши дома, ориентированной вдоль горизонтальной скважины), намного больше объёма конуса, за счёт чего соответственно вытесняется больший объём нефти.

Это обстоятельство даёт возможность с помощью горизонтальных скважин добывать уровня добычи примерно в 10 раз выше, чем при использовании традиционных вертикальных скважин. Эта дополнительная добыча компенсирует повышенную

стоимость горизонтальных скважин (примерно в 2 раза большую, чем вертикальных). Также довольно много месторождений, добыча на которых рентабельна только при разработке горизонтальными скважинами.

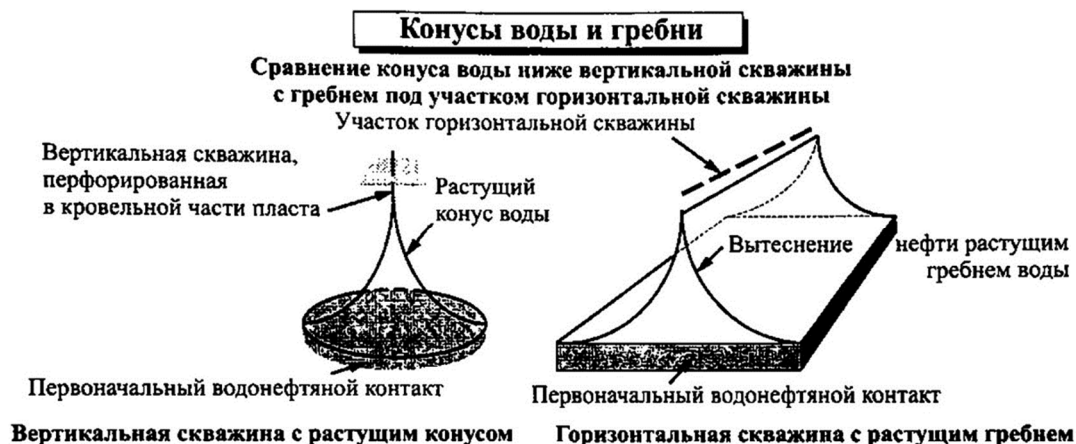


Рисунок 9 – Сравнение конусов воды в ГС и ВС

Расчёт коэффициента продуктивности горизонтальной скважины в зависимости от длины горизонтального ствола

Рассмотрим задачу о квазистационарном течении жидкости в пористой среде. Одиночная горизонтальная скважина длиной L дренирует область, ограниченную контуром питания с радиусом R_k . Толщина пласта h , абсолютная проницаемость K , динамическая вязкость жидкости μ , давление на контуре питания p_k , давление на забое скважины p_c , приведённый радиус скважины r_c . Требуется определить дебит скважины.

Проведём серию расчётов по различным методам для определения наиболее приближённого к промышленным результатам. Исходные данные возьмём месторождения «Н».

Таблица 2 – Исходные данные для расчёта

Название параметра	Обозначение	Значение
Мощность пласта, м	h	6
Проницаемость, мкм ²	k	0,29
Радиус контура питания, м	R_k	300
Радиус скважины, м	r_c	0,08
Динамическая вязкость газа, мПа·с	μ	0,012
Давление на контуре, МПа	p_k	13,8
Давление на забое, МПа	p_c	10,5

Рассчитаем безразмерный коэффициент J^* горизонтальной скважины длиной $2l$, радиусом r_c в пласте толщиной h при радиусе контура питания R_k по формуле:

$$J^* = \frac{Q_\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P} \quad (4)$$

Расчёты по формуле, полученной S.D. Joshi (1988 г.):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k^2 - p_{cкв}^2)}{\mu \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - l^2}}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot r_{cкв}} \right) \right]}, \quad (5)$$

где a – большая полуось удалённого эллипса, на котором поддерживается постоянное давление R_k , рассчитывается по формуле (6):

$$a = l \cdot \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \frac{R_k^4}{l^4}} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (6)$$

Рассчитываем безразмерный коэффициент продуктивности J^* по формуле (7):

$$J^* = \frac{(P_k + P_{ckb})}{2 \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - l^2}}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot r_{ckb}} \right) \right]}. \quad (7)$$

Произведём расчёты:

При $l = 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 550, 600, 650$.

Рассчитаем a и J^* , результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины по формуле S.D. Joshi

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	44,660	63,920	83,190	104,890	130,190	160,459
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	196,013	238,165	286,271	341,560	402,279	470,747	543,007

Расчёты по формуле, полученной Ю.П. Борисовым (1964 г.):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k^2 - P_{ckb}^2)}{\mu \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot R_k}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{ckb}} \right) \right]}. \quad (8)$$

Рассчитываем безразмерный коэффициент продуктивности J^* по формуле (9):

$$J_2^* = \frac{(P_k - P_{ckb})}{2 \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot R_k}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{ckb}} \right) \right]}. \quad (9)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины / по формуле Ю.П. Борисова

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	46,130	65,100	84,630	107,020	134,280	169,323
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	216,866	288,965	399,388	666,405	1208,490	9798,387	-1771,226

Расчёты по формуле, полученной В.П. Пилатовским (1964 г.):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k^2 - P_{ckb}^2)}{\mu \cdot P_{амм} \cdot \left[1 + \ln \left(\frac{R_k}{l} \right) - \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot r_{ckb}}{h} \right) - \frac{r_{ckb}}{l} \cdot \arctg \left(\frac{l}{r_{ckb}} \right) \right]}. \quad (10)$$

Рассчитаем безразмерный коэффициент продуктивности J^* по формуле 11 и результаты представим в таблице:

$$J_2^* = \frac{(P_{\kappa} - P_{\text{СКВ}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[1 + \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{l}\right) - \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}{h}\right) - \frac{r_{\text{СКВ}}}{l} \cdot \operatorname{arctg}\left(\frac{l}{r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}. \quad (11)$$

Таблица 5 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины l по формуле В.П. Пилатовского

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	41,350	55,950	69,780	84,280	100,310	118,607
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	140,179	167,052	198,923	248,377	298,406	383,458	510,369

Расчёты по формуле, полученной Giger F:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa}^2 - P_{\text{СКВ}}^2)}{\mu \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}; \quad (12)$$

$$J_4^* = \frac{(P_{\kappa} + P_{\text{СКВ}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}. \quad (13)$$

Таблица 6 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины l по формуле Giger F

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	34,970	46,184	56,181	66,096	76,735	88,909
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	103,248	121,382	146,662	186,108	268,741	489,193	–

Расчёты по формуле, полученной Renard G. и Dupuy J.:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa}^2 - P_{\text{СКВ}}^2)}{\mu \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\operatorname{arch}(x) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}; \quad (14)$$

$$x = \frac{2 \cdot a}{L};$$

$$J_5^* = \frac{(P_{\kappa} + P_{\text{СКВ}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\operatorname{arch}(x) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}. \quad (15)$$

Таблица 7 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины l по формуле Renard G. и Dupuy J.

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	34,907	45,783	54,577	62,231	68,818	74,293
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	78,685	81,994	84,441	86,227	87,475	88,389	89,057

Для расчёта коэффициента продуктивности газовой вертикальной скважины воспользуемся формулой для объемного расхода плоскорадиального фильтрационного потока:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa}^2 - P_{\text{скв}}^2)}{\mu \cdot P_{\text{атм}} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_{\text{скв}}}\right)}. \quad (16)$$

Рассчитаем коэффициент продуктивности вертикальной скважины:

$$J_{\text{в}}^* = \frac{(P_{\kappa} + P_{\text{скв}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_{\text{скв}}}\right)}. \quad (17)$$

Произведём расчёт:

$$J_{\text{в}}^* = 14,76.$$

На основе полученных результатов построим графики зависимости приведённого коэффициента продуктивности от длины горизонтального ствола по различным методикам подсчёта (рис. 10).

График зависимости безразмерного коэффициента продуктивности J^* от длины горизонтальной скважины l (м)

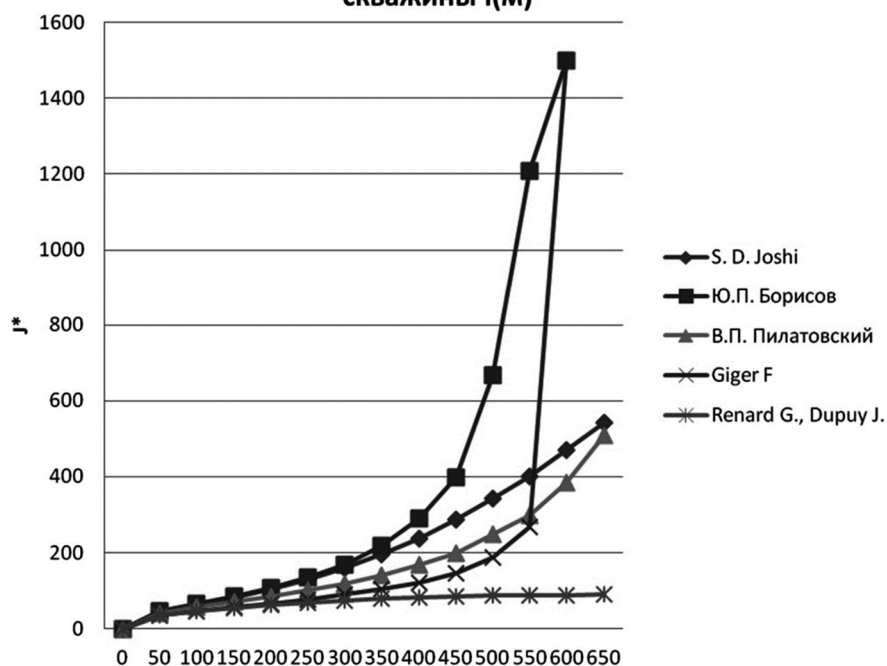


Рисунок 10 – График зависимости J^* от l (м)

В целом графики зависимостей безразмерного коэффициента продуктивности от половины длины газовой горизонтальной скважины похожи друг на друга, что говорит о

небольшой разнице при нахождении дебитов. Следует отметить, что график зависимостей, построенный по формуле Борисова, лежит чуть выше, чем Joshi, но в гораздо большей степени с ними разнится график, построенный по Пилатовскому, лежащий ниже. Графики, построенные по формулам Giger F. и Renard G., Dupuy J. также похожи и лежат значительно ниже остальных графиков. Также из рисунка видно, что с увеличением длины горизонтального участка разнотечения по графикам лишь возрастают, но на графике, построенном по Renard G., Dupuy J. коэффициент J^* меняется не значительно.

По результатам формулы (17) безразмерный коэффициент продуктивности вертикальной скважины $J_g^* = 14,76$, что по сравнению с данными таблиц для горизонтальной скважины очень мало, к примеру при длине горизонтальной части 100 м – более чем в 3 раза меньше.

Из графиков видно, что безразмерный коэффициент продуктивности горизонтальной скважины J^* возрастает с увеличением длины скважины. Примерно до 50 м график зависимости коэффициента продуктивности J^* растёт очень быстро, а затем с увеличением длины горизонтального участка представляет собой практически прямую линию. Это условие необходимо учитывать при бурении горизонтального участка для того, чтобы при разработке скважин иметь наибольшую производительность.

Выигрыш по коэффициенту продуктивности горизонтальной и вертикальной скважинами может достигать 3–5 раз в пользу горизонтальной.

При выборе между тремя формулами нужно отдать предпочтение формуле S.D. Joshi, так как он учитывает горизонтальное и вертикальное сечения для определения эффективного радиуса контура питания.

Сравнение критических дебитов горизонтальных и вертикальных скважин

Критический дебит – максимальный дебит по нефти, который ещё позволяет избежать конусообразования.

Одним из методов расчёта критического дебита для вертикальной скважины является способ Chierici, который выводится из потенциометрических методик расчёта. Этот способ позволяет оценить дебиты при разных значениях вертикальной и латеральной проницаемости, что особенно важно, так как конус невозможен, если вертикальная проницаемость равна нулю, а также решает проблему одновременных конусов газа и воды, что актуально для ГНЗ (рис. 11).

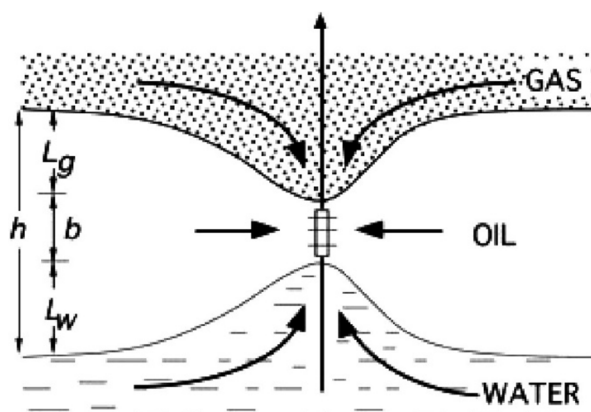


Рисунок 11 – Конусообразование в вертикальной скважине и переменные, необходимые для расчёта критического дебита

Метод Chierici базируется на ряде номограмм, которые позволяют определить критический дебит, исходя из безразмерных параметров. Безразмерный безводный (безгазовый) дебит обозначается ψ (или q_{Dc}). Исходные данные обезразмериваются следующим образом:

$$\delta_g = \frac{L_g}{h}; \quad (18)$$

$$\delta_w = \frac{L_w}{h}; \quad (19)$$

$$E = \frac{b}{h}; \quad (20)$$

$$r_{De} = \frac{r_e}{b} \cdot \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (21)$$

Безразмерный дебит как функция от r_{De} , E , δ находится из номограмм (рис. 12). Далее осуществляется переход от безразмерного дебита к размерному:

$$q_c = \frac{0,003073 \cdot k_0 \cdot h^2 \cdot \Delta p \cdot q_{Dc}}{\mu_0 \cdot B_0}. \quad (22)$$

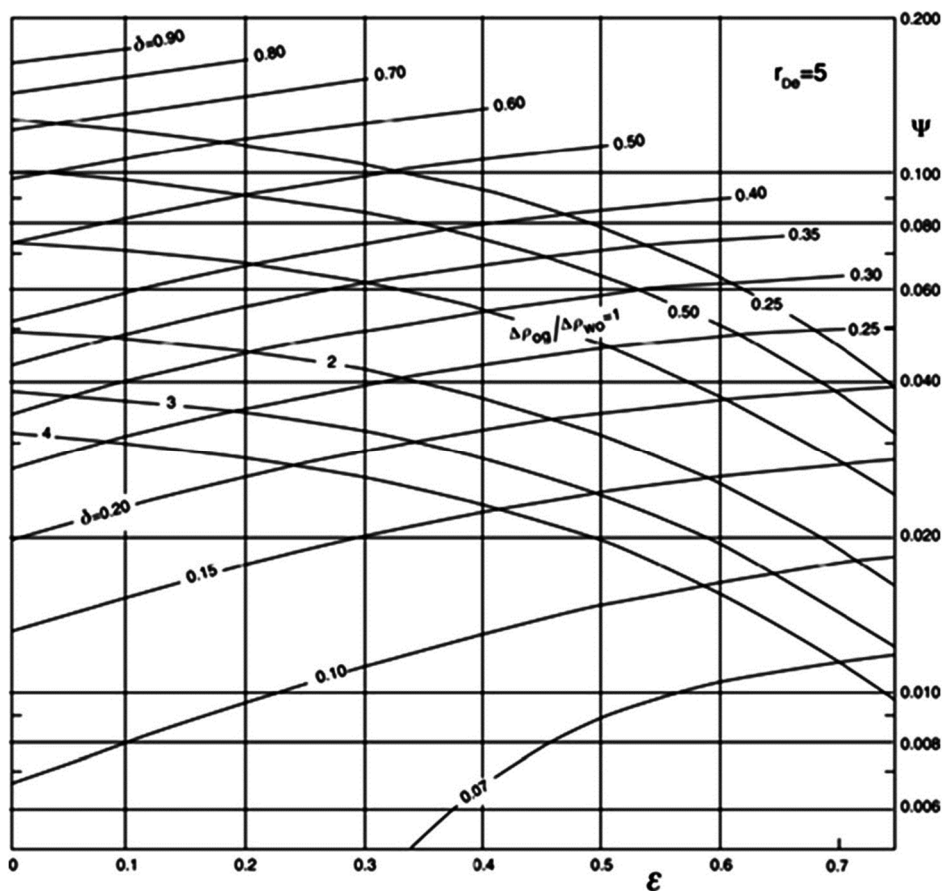


Рисунок 12 – Пример номограммы для расчета безразмерного критического дебита по методу Chierici

В случае с горизонтальной скважиной Джоши предложил следующие соотношения для определения критического дебита нефти в горизонтальных скважинах. При движении нефти и воды:

$$q_c = \frac{0,00246 \cdot 10^{-3} \cdot k_h \cdot (\rho_w - \rho_0) \cdot (h^2 - (h - D_b))^2}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad (23)$$

где q_{oc} – критический дебит нефти, ст. барр./сут.; D_b – расстояние между горизонтальной скважиной и ВНК, фут.; r_w – эффективный радиус скважины.

$$q_c = \frac{0,00246 \cdot 10^{-3} \cdot k_h \cdot (\rho_o - \rho_g) \cdot (h^2 - (h - D_b))^2}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}, \quad (24)$$

где

$$r_w = \frac{r_{eh} \cdot \frac{L}{2 \cdot a}}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot a}\right)^2 \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot r_{eh}}\right)^{\frac{h}{L}}}}; \quad (25)$$

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 \cdot A}{\pi}}; \quad (26)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \cdot \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot r_{eh}}{\pi}\right)^4}\right)^{0,5}, \quad (27)$$

где r_{eh} – внешний радиус скважин.

Проведём аналитический расчёт безгазово-безводного дебита и соответствующей ему депрессии. Это позволит избежать прорывов воды и газа к забоям добывающих скважин. Расчёт критических дебитов для вертикальной скважины проведен по методике Chierici, для горизонтальной скважины – по методике Joshi.

Для оценки значений критических безводно-безгазовых дебитов была взята геологическая информация и исходные данные скважин месторождения «Н» (табл. 8).

Таблица 8 – Исходные данные для расчёта

Переменная	Значение	Ед.изм.
b	5	м
h	11	м
k_h	23,8	мД
μ_o	1,05	сП
ρ_o	0,768	г/см ³
ρ_w	1,005	г/см ³
ρ_g	0,098	г/см ³
r_e	279,9	м
r_w	0,146	м
B_o	1,176	доли ед.
A	205250	м ²

Расстояние от ВНК варьировалось в пределах от 1,5 м до 9 с шагом в 1,5 метра. Анизотропия принимала значения: 0.05, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.

Таблица 9 – Значения безводного дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
1	2	3	4	5	6	7
0,05	2	5	7	11	14	19
0,2	2	4	6	9	11	14

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
0,4	1	4	6	9	11	14
0,6	1	4	6	8	11	13
0,8	1	4	6	8	11	13
1	1	3	5	8	10	12

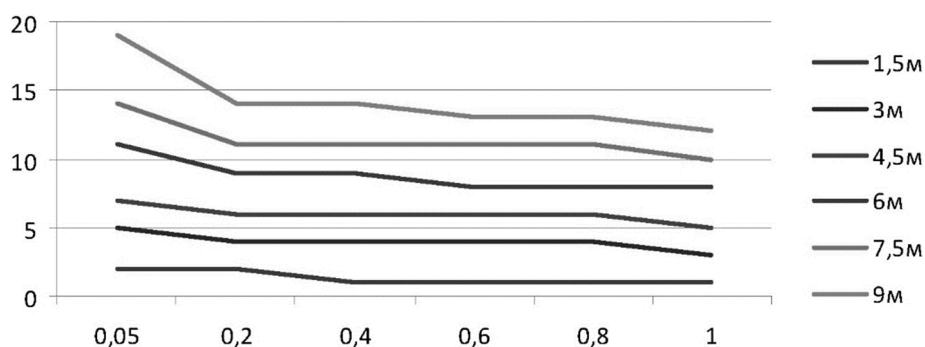


Рисунок 13 – Предельный безводный дебит ВС в зависимости от расстояния ГНК до верхней границе интервала перфорации

Таблица 10 – Значения безгазового дебита для вертикальной скважины зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
0,05	1	2	3	4	5	7
0,2	1	1	2	3	4	5
0,4	1	1	2	3	4	5
0,6	1	1	2	3	4	4
0,8	1	1	2	3	4	4
1	0	1	2	3	3	4

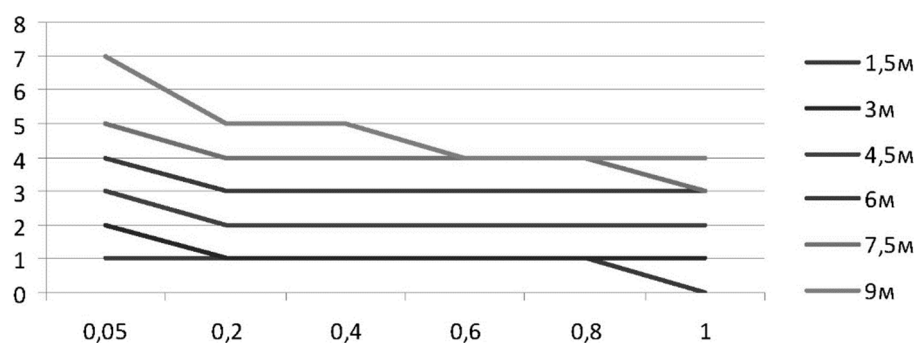


Рисунок 14 – Предельный безгазовый дебит ВС в зависимости от расстояния ВНК до нижней границе интервала перфорации

Таблица 11 – Значения безводного дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ствола в пласте и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
0,05	10,1	13,2	23,2	28,9	35,1	40,1
0,2	9,0	12,4	22,1	27,0	33,0	38,6
0,4	8,4	10,9	20,5	26,2	30,4	35,0
0,6	7,8	10,0	18,3	25,0	27,5	33,6
0,8	6,9	9,2	16,1	23,9	25,0	30,0
1	6,2	8,7	15,0	22,0	23,4	28,4

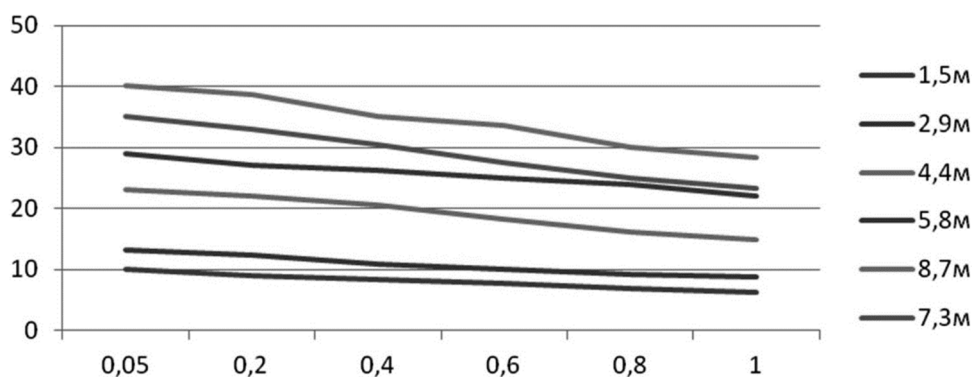


Рисунок 15 – Предельный безводный дебит ГС в зависимости от расстояния ГНК до ствола

Таблица 12 – Значения безгазового дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ствола в пласте и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
0,05	6,7	9,0	15,3	20,5	24,3	26,0
0,2	5,8	8,1	13,9	18,9	23,2	25,8
0,4	5,5	7,8	12,6	17,0	22,1	25,2
0,6	5,1	7,2	10,0	16,4	21,0	24,9
0,8	4,8	6,5	9,5	15,6	19,8	24,3
1	4,2	6,0	8,9	14,0	18,3	24,0

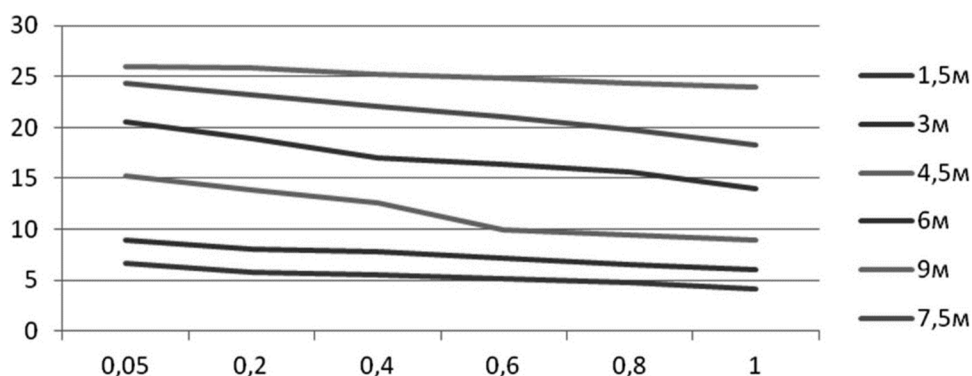


Рисунок 16 – Предельный безгазовый дебит ГС в зависимости от расстояния ВНК до ствола

По результатам расчётов получены достаточно приближённые значения критических дебитов и депрессий, что приводит к необходимости принятия во внимание многих факторов, которые не учитывались при выводах аналитических формул. Такие факторы как неоднородность пласта, локальные включения неколлекторов, М-фактор, нестационарность конуса, фазовые проницаемости, капиллярные силы могут быть учтены только в гидродинамической модели. Но даже на данном этапе можно судить о значительной эффективности применения ГС в сравнении с ВС, т.к. дебиты отличаются в несколько раз.

Стоит заметить, что дебит горизонтальной скважины, рассчитанный по формуле Джоши, зависит от длины ствола – чем больше длина, тем выше дебит. Также при увеличении длины горизонтального ствола пласт вырабатывается более интенсивно, поэтому возможен несколько более высокий рост обводнённости продукции.

Таблица 13 – Сравнение безгазовых дебитов ГС и ВС при анизотропии равной 0,05

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
ВС	1	2	3	4	5	7
ГС	6,7	9	15,3	20,15	24,3	26

Таблица 14 – Сравнение безводных дебитов ГС и ВС при анизотропии равной 0,05

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
ВС	2	5	7	11	14	19
ГС	10,1	13,2	23,2	28,9	35,1	40,1

Мощность пласта составляет 11 м, выберем наиболее оптимальное расположение интервала перфорации для вертикальной скважины и расположение горизонтального ствола в случае горизонтальной скважины.

Анализируя таблицы 13 и 14, можно сделать вывод, что для вертикальной скважины оптимальное расположение составит 7,5 м от газонефтяного контакта и 3,5 м от водонефтяного. При этом критический дебит составит 5 тонн/сут.

Для горизонтальной скважины оптимальное расположение горизонтального ствола около 6,5 м от газонефтяного контакта и 4,5 м от водонефтяного. Критический дебит составит 22 тонн/сут., что в 4,4 раза выше дебита вертикальной. Эти дебиты примем для дальнейшего прогноза добычи на 10 лет.

Анализ показателей разработки залежи в зависимости от расположения горизонтального ствола в пласте

Рассмотрим возможность эксплуатации ГНЗ горизонтальными скважинами и прогноз показателей их работы во времени (рис. 17). ГНЗ различных месторождений отличаются друг от друга запасами, геометрическими размерами, пластовыми условиями, свойствами насыщающих пласт флюидов. Нестационарные процессы, происходящие при добычи нефти настолько сложны, что не позволяют получить аналитического решения или универсальных зависимостей для расчёта динамики показателей работы скважин, поэтому для каждого конкретного случая необходимо строить математическую модель, основанную на численном решении системы уравнений трёхфазной трёхмерной неустановившейся фильтрации.

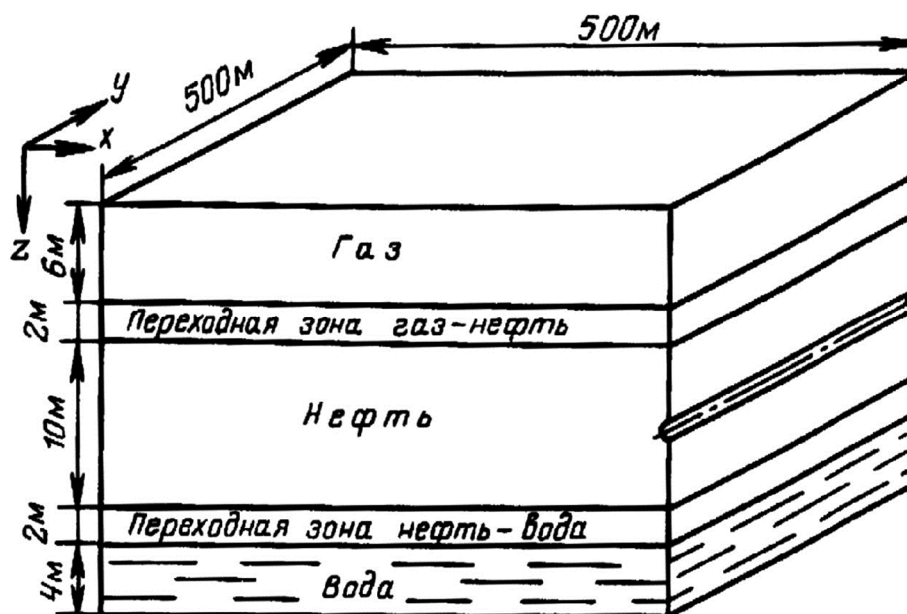


Рисунок 17 – Элемент ГНЗ, вскрытый горизонтальной скважиной

Рассмотрим полоосообразный элемент газонефтяной залежи месторождения «Н», полностью вскрытый горизонтальной скважиной. Из-за симметричности притока флюидов относительно оси горизонтального ствола рассматривается только половина полоосообразного пласта. Размеры элемента и толщины зон показаны на рисунке 11. Коллекторские свойства элемента представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Коллекторские свойства пласта

Параметр	Значение
Пористость	0,16
Абсолютная проницаемость	0,26
Анизотропия	0,1
Остаточные газонасыщенность $S_{г0}$	0,026
Водонасыщенность $S_{в0}$	0,16
Нефтенасыщенность $S_{н0}$	0,082
Начало подвижности нефтяной фазы при нефтенасыщенности $S_{нн}$	0,3
Начало подвижности газовой фазы при газонасыщенности $S_{нг}$	0,14
Начало подвижности водяной фазы при водонасыщенности $S_{нв}$	0,2
Начальное пластовое давление на кровле пласта	14,55

Были проведены расчёты по прогнозированию показателей работы горизонтальной скважины, эксплуатирующей ГНЗ в режиме истощения элемента пласта.

Было рассмотрено 3 варианта расположения горизонтального ствола.

Вариант 1 (В-1) – горизонтальный ствол расположен по середине нефтяной зоны (на 5 м ниже нижней границы переходной зоны «газ – нефть» и на 5 м выше верхней границы переходной зоны нефть вода).

Вариант 2 (В-2) – горизонтальный ствол расположен на 3 м ниже нижней границы переходной зоны «газ – нефть».

Вариант 3 (В-3) – горизонтальный ствол расположен на 3 м выше верхней границы переходной зоны «нефть – вода».

Во всех трех вариантах горизонтальная скважина, эксплуатирующая элемент пласта, пускалась в работу с начальным дебитом по нефти 40 тонн/сут. в режиме постоянной депрессии. Результаты расчётов всех трёх вариантов расположения горизонтального ствола, представленные в виде графических зависимостей показателей работы скважины от времени эксплуатации элемента, приведены на рисунках 18–21.

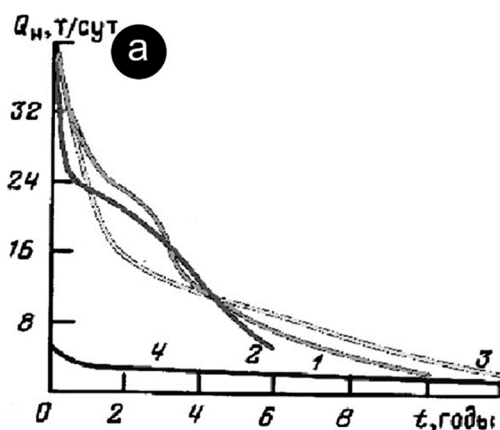


Рисунок 18 – Изменение дебитов нефти во времени

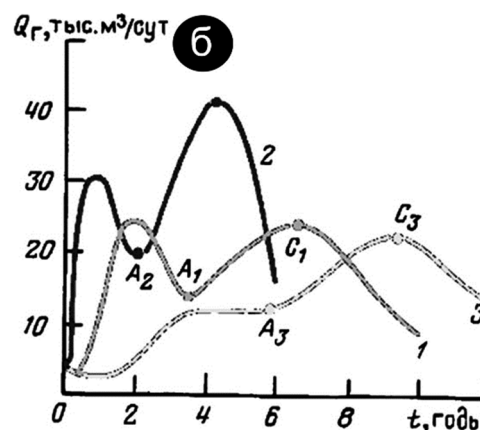


Рисунок 19 – Изменение дебитов газа во времени

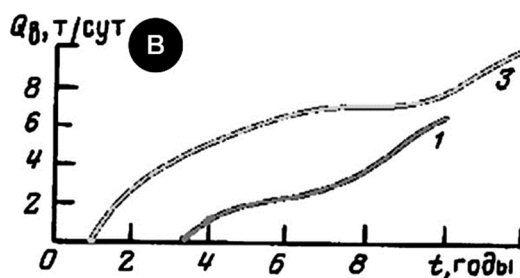


Рисунок 20 – Изменение дебитов воды во времени

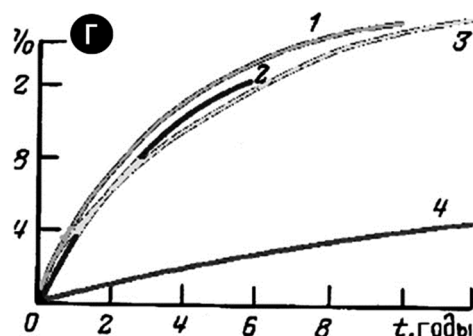


Рисунок 21 – Изменение коэффициента нефтеотдачи во времени:

1, 2, 3 – соответственно варианты расположения горизонтального ствола; 4 – вертикальная скважина

Как видно из рисунка 21, дебит горизонтальной скважины по нефти с течением времени падает, но характер его падения различен. Наиболее крутое падение дебита нефти, происходящее примерно четыре года добычи, характерно для В-3. Это объясняется тем, что при расположении горизонтального ствола на 3 м выше верхней границы переходной зоны нефть вода и отборе нефти из оторочки происходит интенсивное формирование конуса подошвенной воды и его подтягивание к горизонтальному стволу, что резко снижает фазовую проницаемость по нефти.

Уже через 11 месяцев происходит прорыв водяного конуса в скважину и в дальнейшем дебит воды быстро нарастает (рис. 20).

При расположении горизонтального ствола согласно В-2 с пуском скважины происходит интенсивное образование и прорыв в неё конуса вышележащего газа. Как видно из рисунка 19, прорыв конуса газа в горизонтальный ствол при В-2 наступает уже через 2,5 месяца с начала работы скважины, в результате чего происходит резкое снижение нефтенасыщенности, следовательно, и фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне, что и приводит к снижению дебита нефти, причем на начальном участке (до одного года) даже более интенсивному, чем для В-3. После полугода работы скважины падение дебита по нефти при В-2 замедляется, это объясняется тем, что после прорыва конуса газа в скважину темп нарастания газонасыщенности в призабойной зоне снижается. Однако, начиная со второго года, темп падения дебита нефти для В-2 опять возрастает из-за резкого снижения нефтенасыщенности вследствие интенсивной дегазации нефти в пласте.

В-1, как видно из рисунка 18, три года разработки элемента характеризуется наиболее высоким дебитом нефти. В связи с удалением горизонтального ствола от переходных зон прорыв конусов газа и воды в скважину наступает при В-1 позже, чем при В-2 и В-3. Прорыв конуса газа в горизонтальный ствол при В-1 происходит через полгода после пуска скважины. После 1 года работы скважины темп падения дебита нефти замедляется, так как конус прорыва газа в горизонтальный ствол сформировался и темп нарастания газонасыщенности замедлился. После 2,5 лет эксплуатации элемента в блоке, где расположен горизонтальный ствол, начинает накапливаться вода, снижая нефтенасыщенность, что приводит к нарастанию темпа падения дебита нефти. На третий год разработки вода становится подвижной и начинает поступать в скважину (рис. 20).

После четырёх лет эксплуатации элемента ситуация изменяется. В связи с интенсивным отбором газа при В-2 (рис. 19) происходит резкое снижение пластового давления, что приводит к увеличению вязкости и плотности нефти из-за её интенсивной дегазации, в результате чего ухудшается подвижность нефти и снижается её дебит. В-1 характеризуется более замедленным темпом падения дебита нефти (рис. 18), так как в этом варианте отбор газа менее интенсивный (рис. 19), и поэтому снижение пластового давления идёт здесь медленнее, чем при В-2. Для В-3 из-за самого большого удаления горизонтального ствола от переходной зоны «газ – нефть» дебит газа за восемь лет наименьший, а, следовательно, самый низкий из трёх вариантов темп падения пластового давления, что обуславливает наибольший дебит нефти (см. рис. 18). Следует отметить, что во всех трёх вариантах, скважина прекращала работу, когда средневзвешенное давление в пласте опустилось ниже 3 МПа.

Дебит скважины по газу для трёх вариантов расположения горизонтального ствола характеризуется достаточно сложными зависимостями от времени. Для данного элемента пласта существенным является то, что запасы газа в газовой шапке практически равны запасам газа (растворённый + остаточный) в нефтяной оторочке. На рисунке 19 приводятся графики суммарного дебита газа, т.е. газа прорыва из газовой шапки плюс газ дегазации нефти.

В В-2 в начальный период эксплуатации скважины (первые 2,5 месяца) отмечается падение дебита газа, это объясняется тем, что с пуском скважины в призабойной зоне пласта происходит дегазация нефти, что приводит к увеличению газонасыщенности и снижению нефтенасыщенности. Увеличение газонасыщенности еще не достигло точки начала движения газовой фазы, но уже существенно снижает фазовую проницаемость нефти, уменьшая её дебит, следовательно, и количество растворенного газа, поступающего вместе с нефтью в скважину. Прорыв конуса газа из шапки в горизонтальный ствол происходит через 2,5 месяца после пуска скважины, вызывая стремительное нарастание дебита скважины по газу. Через год работы скважины начинается снижение дебита газа, обусловленное падением давления в шапке. В результате интенсивной дегазации нефти, вызванной падением давления в газовой шапке, газ в нефтяной оторочке становится подвижным и на третьем году работы скважины (точка А2), когда он стал подвижным во всем нефтенасыщенном объёме, происходит нарастание его дебита. После 4,2 лет разработки элемента (точка С2) дегазация нефти становится менее интенсивной, при этом средневзвешенное давление в газовой шапке составляет 5,71 МПа, что вызывает резкое снижение дебита газа. Начиная с пятого года эксплуатации в блоке, где находится скважина, начинает накапливаться вода, которая ещё более увеличивает темп падения дебита газа (рис. 19).

В В-3 в течение первого года эксплуатации элемента отмечается падение дебита газа (рис. 19), вызванное как вышеуказанным механизмом, так и формированием в блоке, где расположен горизонтальный ствол, конуса подошвенной воды, который также снижает фазовую проницаемость нефти, следовательно, количество растворённого газа, поступающего вместе с ней в скважину. Через 1,2 года после пуска скважины в неё прорывается конус газа из шапки, приводящий к увеличению дебита газа. После 3,5 лет до 5,5 лет дебит скважины по газу практически стабилизировался, так как газонасыщенность в зоне прорыва конуса не изменялась. В период с 5,8 (точка А3) до 9,4 лет (точка С3) происходит интенсивная дегазация нефти, вызывая увеличение дебита газа. После 9,4 лет в связи со снижением интенсивности дегазации нефти и резким снижением давления в газовой шапке дебит скважины по газу начинает неуклонно падать, в то же время дебит по воде возрастает (рис. 20).

Вариант В-1 занимает как бы промежуточное положение между В-2 и В-3. В течение первого полугодия работы скважины дебит газа падает по той же причине, что и в В-2, но этот период длиннее во времени из-за более позднего прорыва конуса газа в скважину. Затем с полугодия до 2 лет происходит увеличение газонасыщенности в зоне прорыва конуса газа, а, следовательно, возрастает и дебит скважины по газу. После двух лет разработки элемента по причине падения давления в шапке, обусловленного отбором из неё через конус прорыва газа и формированием в блоке водяного конуса, происходит снижение газонасыщенности в призабойной зоне пласта и дебита скважины по газу. Этот процесс происходит до 3,5 лет (точка А1). После 3,5 лет эксплуатации элемента начинается интенсивная дегазация нефти, вызывающая увеличение дебита газа. Период интенсивной дегазации нефти продолжается до 6,5 лет (точка С1). После 6,5 лет в связи со снижением интенсивности дегазации нефти, а также уменьшением пластового давления дебит газа падает, одновременно с этим увеличивается дебит скважины по воде (рис. 19 и 20).

Характерной чертой для всех трёх вариантов расположения горизонтального ствола является то, что период интенсивной дегазации нефти начинается при коэффициенте газоотдачи $n_g = 24-26\%$ (точки А1, А2, А3), а заканчивается при $n_g = 54-56\%$ (точки С1, С2, С3) (рис. 19 и 20).

Анализируя графические зависимости коэффициентов нефтеотдачи n_e от времени разработки элемента (рис. 21), можно сделать следующие выводы.

Перемещение горизонтального ствола от середины нефтяной зоны на 3 м выше приводит к резкому возрастанию дебита газа, увеличивая темп падения дебита нефти. В то же время прорыва в скважину пластовой воды не происходит. Интенсивный отбор газа приводит к резкому падению пластового давления, вследствие чего срок разработки залежи уменьшается до 6 лет.

Смещение горизонтального ствола от середины нефтяной зоны на 3 м ближе к нижней границе переходной зоны «газ – нефть» приводит к существенному снижению конечного коэффициента нефтеотдачи ($n_n = 12,2\%$ в В-2 против $n_n = 15,4\%$ в В-1 и В-3).

Смещение горизонтального ствола от середины толщины на 3 м ближе к верхней границе переходной зоны «нефть – вода» приводит к более быстрому обводнению скважины (при В-3 вода в продукции скважины появляется через 11 месяцев, а при В-1 через 3 года эксплуатации элемента). В то же время прорыв конуса газа удаляется с полугода в В-1 до одного года в В-3. Кроме того, удлиняются сроки разработки залежи, с 10 лет в В-1 до 12 лет в В-3, хотя конечный коэффициент нефтеотдачи не изменяется.

С точки зрения конечных коэффициентов нефтеотдачи, а также времени разработки элемента, наиболее выгодным является В-1, т.е. расположение горизонтального ствола посередине нефтенасыщенной толщины.

В дополнение к трём рассмотренным выше вариантам была исследована возможность разработки этого же элемента вертикальной скважиной. Интервал вскрытия нефтяной оторочки составлял 5 м и был равноудалён от верхней и нижней границ оторочки на 2,5 м. Вертикальная скважина пускалась в работу с той же депрессией, что и горизонтальная. При этом дебит нефти составлял 5 тонн/сут. (рис. 18, кривая 4), что в 8 раз ниже начального дебита горизонтальной скважины. Коэффициент нефтеотдачи на 12-й год разработки элемента вертикальной скважины составил только 4,5 % (рис. 21, кривая 4), что в 3,4 раза меньше, чем конечная нефтеотдача В-1 и В-3.

Таким образом, можно говорить о явном преимуществе горизонтальной скважины над вертикальной при разработке газонефтяного месторождения «Н».

Литература

1. Алиев З.С., Шермет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М. : Недра, 1995. – 131 с.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М. : Недра, 1993.
3. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – 388 с.
4. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
5. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами : дисс. ... кандидата технических наук. – М., 1996.
6. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М. : Струна, 1998. – 628 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. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 139 с.
11. Швецов И.А., Мамырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара : Российское представительство Акционерной Компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 336 с.
12. Joshi S.D., Joshi Ph.D. Основы технологии горизонтальной скважины. – Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A., 2000. – 368 p.
13. Оптимизация технологии разработки тонких нефтяных оторочек. – URL : http://tmnlib.ru/jirbis/ files/upload/books/VKR/2017/FTI/Polkovnikov_VKR.pdf

14. Баженов Д.Ю. [и др.]. Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек // Недропользование XXI век. – 2016. – № 4 (61). – С. 60–67.
15. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гилязов А.Р. Геолого-физические и промысловые факторы, определяющие эффективность создания водоизолирующих экранов при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 7. – С. 43–45.
16. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. – 2006. – № 2. – С. 27–30.
17. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин / Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
19. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 10. – С. 397–405.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
25. Пресняков А.Ю. [и др.]. Комплексный подход к выбору технологии ограничения водо- и газопритока в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 94–98.
26. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском 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. 2. – С. 139–145.
28. Савенок О.В., Кусов Г.В. Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018» : сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). – Секция 2: Инновационные процессы в отраслях экономики. – С. 102–103.
29. Савенок О.В. [и др.]. Некоторые причины низкой эффективности применения длинноствольных скважин // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 3 (48). – С. 17–22.
30. Хлебникова М.Э. [и др.]. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2003. – № 9 (56). – С. 4–22.

References

1. Aliyev Z.S., Sheremet V.V. Determination of Productivity of Horizontal Wells Drilled into Gas and Gas-Oil Formations. – M. : Nedra, 1995. – 131 p.
2. Basniev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground Hydromechanics. – M. : Nedra, 1993.
3. Berdin T.G. Designing of Oil and Gas Fields Development by Systems of Horizontal-Tal Well Systems. – M. : VNIOENG, 1996. – 388 p.
4. Gavura V.E. Geology and Development of Oil and Gas-Oil Fields. – M. : VNIEO-ENG, 1995. – 496 p.
5. Zakirov I.S. Development improvement of the oil and gas deposits with the layered-heterogeneous reservoirs: dissertation. ... candidate of technical sciences. – M., 1996.
6. Zakirov S.N. Development of the gas, gas-condensate and oil-gas-condensate deposits. – M. : String, 1998. – 628 p.
7. Savenok O.V. Optimization of the operation technique operation for increasing of efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
8. Savenok O.V. Efficiency improvement of the basic and information-management technologies in the development of hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : Dissertation. ... doctor of technical sciences. – M., 2013. – 432 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Silin, M.A., Eliseev, D.Yu., Kulikov, A.N. Optimization of application of technologies for water flow limitation and oil recovery enhancement in the deposits of hard-to-recover oil reserves in Western Siberia. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011. – 139 p.
11. Shvetsov I.A., Mamyurin V.N. Physicochemical methods of oil recovery enhancement. Analysis and Design. – Samara : Russian representative office of Oil Technology Overseas Production Limited, 2000. – 336 p.
12. Joshi S.D., Joshi Ph.D. Basics of horizontal well technology. – Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A., 2000. – 368 p.
13. Optimization of technology for development of thin oil rims. – URL : http://tmnlib.ru/jirbis/files/upload/books/VKR/2017/FTI/Polkovnikov_VKR.pdf
14. Bazhenov D.Y. [et al]. Optimization of the oil rim development technology // Subsoil use of the XXI century. – 2016. – № 4 (61). – P. 60–67.
15. Gilyazov R.M., Rakhimkulov R.S., Gilyazov A.R. Geological-physical and field factors determining efficiency of the water shut-off screens creation at oil wells completion and operation // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2011. – № 7. – P. 43–45.
16. Kosachka G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. Experience of the gas and gas-condensate fields development with the oil deposits and rims // Gas industry. – 2006. – № 2. – P. 27–30.
17. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics research of the horizontal wells / Proceedings of VII All-Russian conference «Problems of development of the hydrocarbon and ore minerals deposits» (28–31 October 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal-tal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – № 3. – P. 35–42.
19. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of Modern Technologies for Interpretation of Hydrodynamic Investigation Results of Horizontal Wells // Gornyi informational-analytical bulletin (scientific-technical journal). – 2015. – № 10. – P. 397–405.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a mathematical model of the pressure change during the horizontal well investigation // Petroleum engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Interpretation of the results of the horizontal well testing and analysis of the obtained data by the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum engineer. – 2015. – № 4. – P. 34–44.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a method for determination of the reservoir parameters according to the data of the horizontal wells research and assessment of applicability of the radiated data // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination technique according to the data of the horizontal well investigation, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of a technique reliability of the reservoir parameters determination on the data of the horizontal wells research // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.

25. Presnyakov A.Yu. [et al]. Complex approach to a choice of technology of water and gas inflow restriction in conditions of Yurubcheno-Tokhoma field // Oil economy. – 2014. – № 6. – P. 94–98.
26. Savenok O.V., Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Analysis of the existing methods for determination of the formation parameters according to the data of the hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Neftepromyshlennoe delovo. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the results of operation of the horizontal wells, the efficiency of the sidetrack drilling and the works on their deepening on the Vyn-gapurovskoye 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 Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – PART 2. – P. 139–145.
28. Savenok O.V., Kusov G.V. Estimation of the technological and economic efficiency of the oil-gas field development using the horizontal wells // XXIII International Scientific and Practical Conference «Innovation-2018». Collection of scientific articles (26–27 October 2018, Tashkent). – Section 2: Innovative processes in branches of economy. – P. 102–103.
29. Savenok O.V. [et al]. Some reasons of low efficiency of longbore wells application // Petroleum engineer. – 2019. – № 3 (48). – P. 17–22.
30. Khlebnikova M.E. [et al]. Analysis of the literary and patent sources on technologies of selective water isolation and liquidation of the concave flows // Interval. Advanced oil and gas technologies. – 2003. – № 9 (56). – P. 4–22.

УДК 532.575.5

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**TECHNOLOGY AND TECHNOLOGY
OF GAS-HYDRODYNAMIC RESEARCHES OF WELLS
ON THE EXAMPLE OF THE YAMBURGSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD**

Дылев Алексей Юрьевич

инженер 1 категории
отдела капитального ремонта скважин,
ООО «Газпром добыча Ямбург»
aydv@mail.ru

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. В статье рассмотрены цели и задачи исследований пластов и скважин. Описаны исследования скважин сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения, рассмотрена технология проектирования разработки газового месторождения и её связь с объёмом работ по исследованию скважин, приведены особенности газогидродинамических исследований скважин, вскрывших сеноманские газовые залежи. Особое внимание уделено исследовательским работам в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения. Приведена оценка объёма и качества проводимых газогидродинамических исследований на Ямбургском ГКМ. Рассмотрена техника и технология проведения газогидродинамических исследований; описана подготовка и проведение газогидродинамических исследований при стационарных режимах фильтрации (определение коэффициентов фильтрационного сопротивления), а также ускоренные методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации (изохронный метод исследования скважин, ускоренно-изохронный метод исследования скважин, экспресс-метод исследования скважин и метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов).

Ключевые слова: газогидродинамические исследования скважин; определение коэффициентов фильтрационного сопротивления; ускоренные методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации; изохронный метод исследования скважин; ускоренно-изохронный метод исследования скважин; экспресс-метод исследования скважин; метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов.

Dylev Alexey Yuryevich

Category 1 engineer
of well repair department,
LLC «Gazprom добыча Yamburg»

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The article discusses the goals and objectives of reservoir and well research. The well studies of the Cenomanian deposits of the Yamburgskoye gas condensate field are described, the design technology for the development of the gas field and its relation to the volume of well research are considered, the features of gas-hydrodynamic studies of the wells that uncovered the Cenomanian gas deposits are described. Particular attention is paid to research in the wells of the Yamburgskoye gas-condensate field. The estimation of the volume and quality of gas-hydrodynamic studies at the Yamburgskoye gas-condensate field is given. The technique and technology of conducting gas-hydrodynamic studies; describes the preparation and conduct of gas-hydrodynamic studies at stationary filtration modes (determination of filtration resistance coefficients), as well as accelerated methods for researching wells at stationary filtration modes (isochronous method of well research, accelerated-isochron method of well research, express-method of well research and monotonous-step method changes in flow rates).

Keywords: gas-hydrodynamic studies of wells; determination of filtration resistance coefficients; accelerated methods for researching wells at stationary filtration modes; isochronous well survey method; accelerated isochronous method of well research; express well survey method; method of monotonous step change in flow rates.

Исследования скважин сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения

Исследование скважин проводят в процессе разведки, опытной и промышленной эксплуатации с целью получения исходных данных для определения запасов газа, проектирования разработки месторождений, обустройства промысла, установления технологического режима работы скважин, обеспечивающего их эксплуатацию при оптимальных условиях без осложнений и аварий, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией.

Содержание и объём исследовательских работ зависят от назначения геолого-технических условий.

По своему назначению испытания газовых скважин подразделяются на следующие:

1) *первичные исследования* проводятся на разведочных скважинах после окончания бурения. Их назначение состоит в выявлении добываемых возможностей скважины, т.е. максимально допустимого дебита, который может быть получен, исходя из геолого-технических условий, оценки параметров пласта и установлении первоначальных рабочих дебитов для опытной эксплуатации;

2) *текущие исследования* применяют для установления и уточнения технологического режима работы и текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины (один раз в год или чаще, в зависимости от условий работы скважин);

3) *контрольные исследования* осуществляются периодически с целью проверки качества текущих исследований, определения параметров пласта для составления проекта разработки и анализа разработки месторождения;

4) *специальные исследования* проводятся перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа. К специальным также относятся испытания газоконденсатных скважин и испытания, проводимые с целью выяснения влияния засорения призабойной зоны глинистым раствором, а также испытания по определению скопления жидкости в стволе и призабойной зоне при различных условиях работы скважины.

Технология проектирования разработки газового месторождения и её связь с объёмом работ по исследованию скважин

Технология проектирования разработки газовых месторождений приближённым методом требует использования нескольких основополагающих условий, в частности: определения средневзвешенного по залежи пластового давления по уравнению материального баланса и определения средневзвешенных по дебиту коэффициентов фильтрационного сопротивления по данным разведочных скважин с последующей проверкой значений этих коэффициентов по данным исследования эксплуатационных скважин.

В основу уравнения притока заложена связь градиента давления и скорость фильтрации:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot h \cdot k \cdot h_{см}} \cdot Q \cdot \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 \right] + \frac{\rho_{атм} \cdot P_{атм} \cdot z \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \cdot Q^2 \cdot \left[\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_2 \right], \quad (1)$$

где

$$a = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot h \cdot k \cdot h_{см}} \cdot Q \cdot \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 \right];$$

$$b = \frac{\rho_{атм} \cdot P_{атм} \cdot z \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \cdot Q^2 \cdot \left[\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_2 \right], \quad (2)$$

В формулах (1) и (2) μ и z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от температуры и давления газа. Пластовое давление месторождения в процессе разработки меняется от начального (11,73 МПа) до давления забрасывания месторождения. Характеры изменения коэффициентов вязкости газа и сверхсжимаемости при $T = T_{пл.н}$ и $0 \leq P_{пл.н} \leq 11,7$ МПа показаны на рисунках 1 и 2.

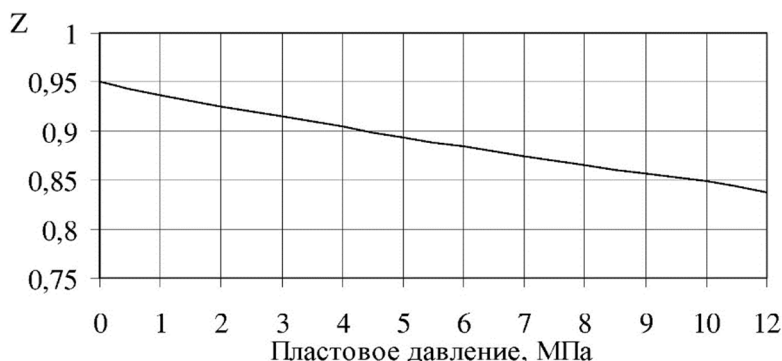


Рисунок 1 – Изменение коэффициента сверхсжимаемости z в процессе разработки

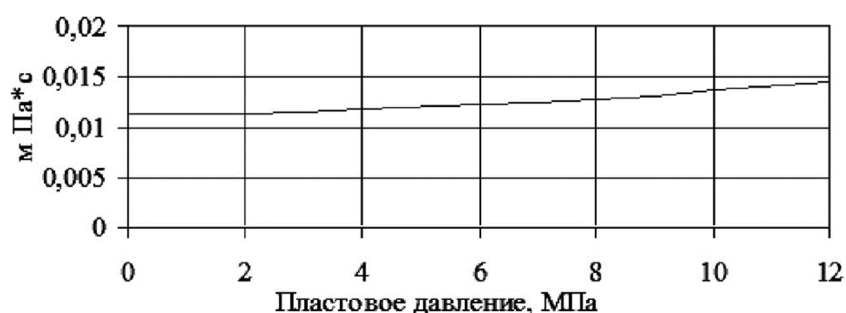


Рисунок 2 – Изменение коэффициента вязкости газа μ в процессе разработки

В процессе разработки месторождения по мере снижения пластового давления коэффициент вязкости снижается, а коэффициент сверхсжимаемости увеличивается. Произведение $\mu(P) \cdot z(P)$ практически остаётся постоянным.

Кроме коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа на величины коэффициентов фильтрационного сопротивления влияют возможное изменение коэффициентов проницаемости и макрошероховатости пласта от давления, т.е. $k(P)$ и $l(P)$. Изменение k и l от $P(t)$ связано двумя процессами: снижением пластового давления залежи, разрабатываемой на истощение, и созданием депрессии на пласт при эксплуатации скважин. Для рассматриваемого месторождения оба процесса практически не сказываются на коэффициентах проницаемости и макрошероховатости так как:

- начальное пластовое давление месторождения сравнительно низкое, а в коллекторе – высокопроницаемые нецементированные песчаники в меньшей степени подвержены изменениям;
- создаваемая депрессия на пласт не превышает 0,5 МПа. При такой депрессии коэффициенты k и l практически не меняются.

Из оставшихся параметров, входящих в формулу (2), на коэффициенты a и b влияют толщина пласта h , которая в процессе разработки уменьшается в результате подъёма ГВК, и коэффициенты несовершенства C_1 и C_2 . Ниже рассмотрены объективные причины изменения h , C_1 , C_2 в процессе разработки.

Рассмотрим влияние изменения эффективной толщины пласта $h(t)$. Толщина продуктивного пласта остается практически постоянной, если режим залежи газовый. Кроме того, толщина газоносного пласта остаётся постоянной, если залежь пластового типа. Тогда в процессе разработки толщина пласта в скважинах, расположенных в чисто газовой зоне, остаётся постоянной, а в зоне ГВК будет переменной. Интенсивность изменения начальной газоносной толщины зависит от активности водоносного бассейна, его размеров и упругих запасов; от темпа отбора газа и вертикальной проницаемости газоносного интервала и т.д.

Рассматриваемое месторождение относится к массивному типу залежей, проницаемость пласта высокая. Поэтому подъём ГВК идёт повсеместно в зависимости от интенсивности отбора газа и последовательности ввода в эксплуатацию отдельных участков залежи. Характер изменения пластового давления и соответственно подъём ГВК показывают, что коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b будут существенно увеличиваться, так как входящая в формулы (2) толщина пласта $h(t)$ будет непрерывно уменьшаться. Подъём ГВК был спрогнозирован на геолого-математических моделях зон, дренируемых скважинами, подключённых на УКПГ. При этом была восстановлена история разработки, а емкостные и фильтрационные параметры скорректированы так, чтобы получить фактический подъём ГВК по зонам, дренируемым отдельными УКПГ. Только после получения полного совпадения практического подъёма ГВК с модельным были спрогнозированы изменения толщины пласта по участкам $h_{мек}$ до 2016 года.

Однако если в процессе разработки залежи будут изменены отборы из отдельных участков и уточнены запасы дренируемых скважинами отдельных УКПГ, то прогнозируемые значения $h_{под. ГВК}$ к которому стремились при создании геолого-математических моделей зон, дренируемых отдельными УКПГ, могут не совпадать с фактическими.

Можно утверждать, что существенных отклонений $h_{мек}$ от прогнозируемых не будет, если запасы газа по зонам и темпы отбора останутся такими, какими они были запланированы по действующему проекту. Различие между фактическим подъёмом ГВК и модельным будет иметь место только из-за двухфазной газоводяной зоны, т.е. переходной зоны, используемой при моделировании. Естественно, что двухфазная зона всегда существует и её толщина зависит от проницаемости пласта, точнее от соотношения капиллярных и крупных каналов пористой среды.

Высота подъёма ГВК и текущая эффективная газонасыщенная толщина были учтены при прогнозировании изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления в процессе разработки Ямбургского месторождения.

Рассмотрим влияние коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 . Коэффициенты несовершенства учитываются при определении дебита проектных скважин. В проекте обосновывается вскрытие пласта проектными скважинами с учётом наличия подошвенной воды и возможности обводнения скважин подошвенной водой. Степенью вскрытия пласта при этом и обуславливается величина допустимой депрессии на пласт. При обосновании проектных дебитов скважин возможность обводнения скважин не была определяющим фактором. Поэтому во всех скважинах, независимо от близости ГВК нижней границе интервала перфорации, допустимая депрессия на пласт была установлена 0,5 МПа (в некоторых материалах, посвящённых анализу разработки залежи, эта величина равна 0,6 МПа). Преждевременное обводнение скважин Ямбургского месторождения не произошло по двум причинам:

1) при проектном дебите скважин, принятым $Q_{нач} = 1$ млн. м³/сут., допустимая депрессия на пласт по большинству скважин оказалась в 1,5–2,0 раза меньше, чем $\Delta P = 0,5$ МПа. Поэтому более чем за 10 лет разработки месторождения при фактических вскрытиях пласта скважины не обводнились;

2) неоднородность, многослойность и анизотропия газоносного интервала к зоне между ГВК и нижней границей интервала перфорации исключили массовое обводнение скважин подошвенной водой.

Как было отмечено, в процессе разработки происходит подъём ГВК, что равносильно изменению несовершенства скважин по степени вскрытия. Чем выше поднимается ГВК, тем меньше степень вскрытия пласта, т.е. $h_{отн} = \frac{h_{вс}}{h(t)}$, и меньше коэффициенты несовершенства C_1 и C_2 . Подъём ГВК не только снижает коэффициенты несовершенства по степени вскрытия, но и снижает величину допустимой депрессии на пласт. Поэтому несмотря на снижение C_1 и C_2 , следовательно, и коэффициентов a и b , происходит снижение дебитов скважин из-за уменьшения величины $\Delta P_{доп}$. Суммарное изменение коэффициентов a и b от уменьшения $h_{мек}$, C_1 и C_2 с учётом $\mu(P) \cdot z(P)$ характеризуется ростом этих коэффициентов. Поэтому в результате роста коэффициентов a и b , уменьшения $\Delta P_{доп}$ и падения пластового давления дебиты скважин интенсивно снижаются. При проектировании разработки в основу прогнозных расчётов были заложены:

постоянные коэффициенты a и b ; постоянный дебит $Q = 1000$ тыс. м³/сут., достижение $\Delta P = 0,5$ МПа до $\Delta P = \text{const}$ и поэтому дебиты скважин оказались весьма высокими. Интенсивность влияния снижения коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 и допустимой депрессии на пласт $\Delta P_{\text{доп}}$ при наличии возможности обводнения скважин подошвенной водой сопоставима. Как правило, степень вскрытия газоносного интервала скважинами превышает $h_{\text{отн}} \geq 0,5$. Значения коэффициентов C_1 и C_2 при $h_{\text{отн}} \geq 0,5$ показаны на рисунке 3.

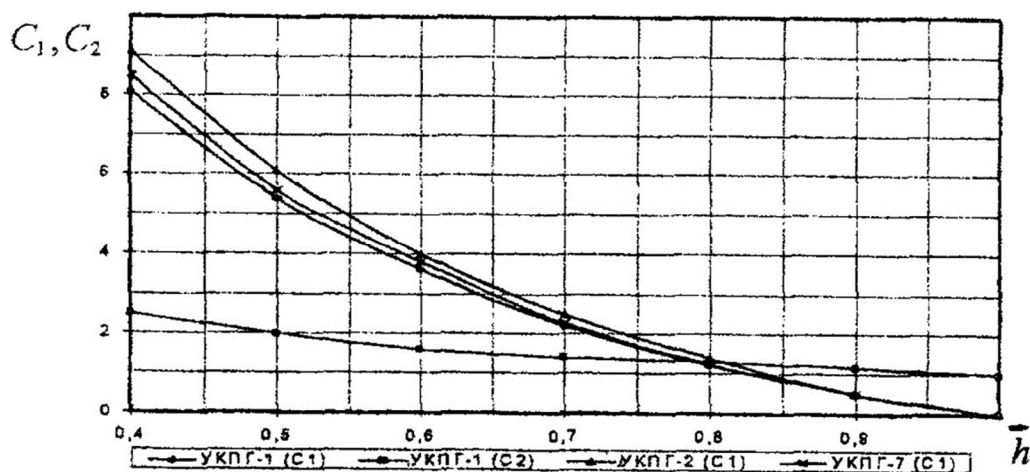


Рисунок 3 – Изменение коэффициентов совершенства в результате подъёма ГВК в процессе разработки

Зависимости, показанные на этом рисунке, получены для осреднённых величин общих газоносных и вскрытых толщин по УКПГ-1-УКПГ-7. Для средних общих и вскрытых толщин УКПГ-1-УКПГ-7, исходя из прогнозных расчётов подъёма ГВК $h_{\text{под.ГВК}}$ и текущих пластовых давлений при $h_{\text{вск.нач}} = \text{const}$ определены допустимые разности квадратов давления в процессе разработки. Если в период падающей добычи газа из месторождения не менять $h_{\text{вск.нач}}$, то скважины будут обводнены. Это означает, что по мере подъёма ГВК необходимо поднять забои скважин.

Тогда влиянием коэффициентов C_1 и C_2 на коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b в процессе разработки можно пренебречь. Таким образом, изменение коэффициентов a и b будет связано только с изменениями коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа, и эффективной толщины продуктивного пласта.

Особенности газогидродинамических исследований скважин, вскрывших сеноманские газовые залежи

Как было отмечено выше, проектировщиком в проектах предусмотрены газогидродинамические исследования только при стационарных режимах фильтрации. Нестационарные режимы фильтрации не используются из-за высокой проницаемости сеноманских отложений и быстротечности процессов стабилизации устьевого давления и дебита после пуска скважин и восстановления давления после их закрытия. Исследования, проводимые при стационарных режимах фильтрации, преследуют в основном две цели:

- 1) определение по их результатам коэффициентов фильтрационного сопротивления;
- 2) установление зависимости между депрессией на пласт и дебитом скважин.

Исследования, проводимые с целью определения коэффициентов фильтрационного сопротивления, становятся ненужными, если прогноз основных показателей разработки месторождения осуществляется с помощью создания адаптирующихся геолого-математических моделей фрагментов залежи или месторождения в целом. Проекты разработки практически всех месторождений были составлены институтом «ВНИИГаз» по приближённой аналитической методике с использованием уравнения материального баланса и уравнения притока газа к скважине параболического типа с

постоянными, коэффициентами пропорциональности a и b между ΔP и дебитом Q . Было принято условие постоянства дебита $Q = 1000$ тыс. м³/сут. = const до достижения депрессия $\Delta P < 0,5$ МПа с последующим переходом на режим $\Delta P = 0,5$ МПа = const. Поэтому проектом предусмотрен регулярный контроль за значениями коэффициентов a и b . Позже будет показано, что в таком регулярном ежегодном по всему фонду скважин контроле коэффициентов a и b нет необходимости.

Таким образом, объёмы исследований по определению этих коэффициентов связаны методом прогнозирования основных показателей разработки месторождений. Эти исследования полезную дополнительную информацию при таком качестве исполнения не дают. Поэтому стандартные исследования обязательно должны быть только при первичных исследованиях новых скважин или же после проведения каких-либо ремонтно-профилактических работ в скважинах.

Однако следует подчеркнуть, что проведение стандартных исследований на скважинах, вскрывших сеноманские залежи, сопряжено с определёнными трудностями, вызванными высокой проницаемостью пласта. По большинству скважин изменение величины депрессии на пласт от режима к режиму ниже величины погрешности измерительных приборов, т.е. класса точности выпускаемых образцовых манометров. Следует подчеркнуть, что в таких условиях разброс точек при построении зависимостей

ΔP^2 и $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q вполне закономерен. Как отмечалось выше, при исследовании скважин диаметры диафрагмы, использованные на первом режиме, как правило, равнялись 0,017–0,019 м, а по какой причине не использовались диафрагмы с меньшими проходными сечениями не указывалось. Применяемые при исследовании измерители давления позволяют измерить давление с точностью до сотых долей атмосферы. Учитывая, что при использовании манометров с такой точностью и определении дебита измерителем критического течения при известном диаметре диафрагмы, по известной величине давления и температуры газа на ДИКТе, искомые коэффициенты a и b могли быть определены по кривым стабилизации забойного давления и дебита, снятые после пуска скважины на одном из режимов. Проектировщик должен был предусмотреть такой способ определения коэффициентов a и b , позволяющий существенно сократить объёмы исследовательских работ и потери газа, связанные с выпуском газа при стандартных исследованиях скважин и стационарных режимах фильтрации.

Таким образом, проводимые на предприятиях стандартные и специальные газогидродинамические исследования скважин оказались отчасти некачественными не из-за высокой продуктивности пласта, а из-за неправильно выбранной технологии исследований. В ходе разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, начиная с 1985 года в процессе авторского надзора за выполнением рекомендаций проекта, ВНИИГаз должен был обнаружить качество исследовательских работ на предприятии и предложить другую технологию исследования и обработки полученных результатов. Такая работа не была выполнена ВНИИГазом в течение 13 лет. Поэтому используемые технологии стандартных и специальных исследований и методы их интерпретации остались неизменными до настоящего времени.

Исследовательские работы в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения

Исследовательские работы в скважинах проводятся геологической службой ООО «Газпром добыча Ямбург» по плану, согласованному с ОГ и РМ, ЦИТС и утверждённому главным геологом. В перечень исследовательских работ входят:

- замер статических давлений на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- проведение газодинамических исследований скважин;
- проведение специальных исследований скважин коллектором «Надым-1»;
- проведение глубинных замеров;
- обследование технического состояния скважин ЯГКМ;
- отбор проб жидкости на устье скважин;
- шаблонирование ствола скважины с определением текущего забоя.

Глубинные исследования на Ямбургском газоконденсатном месторождении в 2018 году проводились геологической службой с использованием автономных манотермометров АМТ-0,5 и АМТ-0,6 и на имеющейся технике, при помощи лебёдок ЛСГ-10А на базе автомобиля КАМАЗ-4310, АИС-1 (агрегат исследования скважин) со сменными барабанами лебёдок на базе автомобиля УРАЛ-5557-1112-10, а также ЛСВ-6 на базе ГАЗ-71.

В течение отчётного периода проведено 122 глубинных замера в эксплуатационных, а также выходящих из освоения, КРС и перед запуском в эксплуатацию скважинах.

На скважинах №№ 20П, 26П, 32П, 57Н, 59Н, 602П и 603П установлены стационарные манотермометры СМТ-2. Стационарный манотермометр предназначен для измерения давления и температуры по стволу скважины или на определённой глубине и подвешивается на одножильном каротажном кабеле. Использование стационарных манотермометров СМТ-2 позволяет снимать показания давления и температуры в скважине без осуществления спускоподъёмных операций. В течение года при помощи СМТ-2 произведено 20 замеров пластовых давлений и температур.

Итого с помощью АМТ и СМТ-2 за 2018 год на сеноманских скважинах было проведено 201 замер пластового давления и температуры.

Геологической службой согласно РД 39-093-91 проводились исследования по контролю за герметичностью эксплуатационной колонны при опрессовке методом снижения уровня.

Оценка объёма и качества проводимых газогидродинамических исследований на Ямбургском газоконденсатном месторождении

На Ямбургском месторождении (сеноманская залежь) проводятся газогидродинамические, гидрогеологические, специальные промыслово-геофизические исследования, а также исследования в наблюдательных скважинах.

Основанием проведения этих исследований являются рекомендации проекта разработки, приведённые в разделе «Контроль за разработкой месторождения». Проектом разработки установлен объём (периодичность) и метод исследования скважин. Проектом не предусмотрены исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации и численное определение коэффициентов фильтрационного сопротивления. Согласно проекту разработки, газогидродинамические исследования при стационарных режимах фильтрации предусмотрены в каждой скважине: первичные по выходу скважин из бурения и текущие для определения текущих значений коэффициентов фильтрационного сопротивления и сравнения их с проектными значениями.

Частота проведения стандартных исследований методом установившихся отборов установлена как ежегодная по всему эксплуатационному фонду скважин. Общее число проводимых стандартных исследований за последние 5 лет колеблется от 350 до 500 исследований. Как правило, стандартные исследования проводятся на 5 режимах. В отдельных случаях число режимов равняется 4 или 6–7 с повторением 1 или 2 режимов при прямом ходе изменения дебита. Стандартные исследования начинаются с диафрагмы диаметром $D_{\text{диаф}} = 0,017$ или $D_{\text{диаф}} = 0,019$ м и заканчиваются, как правило, диафрагмой $D_{\text{диаф}} = 0,035$ м. Поэтому за редким исключением дебиты скважины на 1-м режиме превышают 500 тыс. м³/сут. Это приводит к искажению начального участка индикаторной кривой в координатах ΔP^2 от Q и некачественному определению коэффициентов фильтрационного сопротивления. Работники предприятия не используют графический метод определения коэффициентов фильтрационного сопротивления, так как на предприятии принято обрабатывать результаты стандартных исследований численным методом, независимо от числа режимов исследования. Согласно представленным материалам, все газогидродинамические исследования на месторождении проводятся специальной группой исследователей и обрабатываются численно, методом наименьших квадратов с помощью персонального компьютера. Проектами разработки не оговорена технология проведения стандартных исследований, которые учитывали бы особенности сеноманских отложений Ямбургского месторождения. В проектах нет обоснования на проведение в каждой скважине ежегодно стандартных исследований, не установлены цели проведения в таком объёме этих исследований. Но так как проект принят ЦКР, предприятие выполняет практически полностью предусмотренный проектом объём исследований.

Предприятие, точнее группа исследователей, выполняет исследования, учитывая особенности сеноманских отложений. Используемая технология исследования и методика обработки полученных результатов накладывают на определяемые параметры погрешности, затрудняющие среди нескольких тысяч исследований найти так называемые «эталонные» зависимости между ΔP^2 и $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q . Из перечисленных видов исследований, проведенных в наблюдательных, эксплуатационных и пьезометрических скважинах, особый интерес представляют специальные газогидродинамические исследования, проведенные на скважинах УКПГ-2. Эти исследования являются основополагающими при обосновании технологических режимов работы скважин. Основная цель этих исследований заключается в установлении связи между градиентом давления и разрушением призабойной зоны с последующим выносом продуктов разрушения.

Основным источником информации о количестве примесей в добываемом газе при различных депрессиях на пласт являются результаты специальных исследований.

Технология проведения этих специальных исследований по установлению зависимости между депрессией на пласт, количеством твердых примесей и воды также не рекомендована проектом. Поэтому соответствие используемой на промысле технологии специальных исследований их назначению (цели) предопределено работниками предприятия.

Эти исследования выполнены при идентичных условиях, т.е. при депрессиях на пласт $0,02 \leq \Delta P \leq 0,5$ МПа, и, как было отмечено ранее, с использованием коллектора «Надым-1» и продолжительностью работы на отдельных режимах 0,5 часов. За указанное время выход примесей $Q_{пр}$ составлял в основном $0 \leq Q_{пр} \leq 30$ грамм. Причем выход твердых примесей во многих случаях не соответствовал закономерностям увеличения депрессии на пласт. Здесь же следует подчеркнуть, что все 50 специальных исследований, проведенные в скважинах не пригодны для выбора по этим результатам режима эксплуатации скважин. Также некачественные исследования выполнены по установлению величины выноса воды при различных депрессиях на пласт. Основными недостатками проведенных специальных исследований являются:

1. Продолжительность работы скважины на режиме.
2. Использование для установления зависимости между ΔP и $Q_{пр}$ коллектора «Надым-1», непригодного для определения указанных выше количеств твердых примесей. По данным этих исследований количество твердых примесей составляло 0; 5; 10; 15 и т.д. граммов за 30 минут работы скважины на заданном режиме.
3. Несоответствие в ряде случаев конструкции скважины, в частности, глубины спуска фонтанных труб, необходимой для подъема с забоя продуктов разрушения.
4. Неправильные выводы, сделанные авторами специальных исследований по зависимостям между депрессией на пласт, количеством выносимых твердых и жидких примесей.

Ответственными за неправильную технологию проведения специальных исследований, некачественные исследования и интерпретацию полученных результатов являются проектировщик, не указавший в проекте основные цели, технику и технологию этих исследований, и исследовательская группа, проводившая эти исследования. Все результаты, полученные специальными исследованиями для установления зависимости между депрессией на пласт, количеством твердых и жидких примесей, оказались непригодными для их использования при обосновании режима работы скважин. Поэтому в значительном числе скважин оказались песчаные пробки.

Остальные виды исследований, проводимые с целью контроля за изменением пластового давления и продвижения контакта «газ – вода», выполнены в приемлемых объемах и количестве. Следует подчеркнуть, что на предприятии особое и обоснованное внимание уделяется определению текущих забоев эксплуатационных скважин различных конструкций. Эти исследования позволяют установить связь между депрессией на пласт, разрушением призабойной зоны и выносом твердых и жидких примесей с текущим состоянием забоя скважин и высотой песчано-жидкостных пробок.

Подготовка и проведение газогидродинамических исследований при стационарных режимах фильтрации

Все скважины после завершения буровых работ, цементации, перфорации и оборудования необходимыми забойными и устьевыми устройствами подлежат освоению, т.е. замене глинистого раствора водой, а затем продувке в атмосферу с постепенным переходом на работу с газом. Режим освоения скважины должен быть выбран в зависимости от механических и фильтрационных свойств пласта, близости подошвенной или краевой воды, физических свойств бурового раствора, использованного при вскрытии продуктивного пласта, от возможности образования гидратов, песчаных или глинисто-песчаных пробок и от многих других факторов.

Дебит продувки, устьевое, затрубное и межколонное давления и температуры газа должны быть фиксированными. Фиксируется в обязательном порядке и продолжительность продувки с целью оценки потерь газа и конденсата в процессе продувки и для выбора методики обработки кривой восстановления давления, снятой при остановке после продувки. Продувка – освоение скважины существенно влияет на форму начального участка кривой восстановления давления. Продувка скважины без предварительно оценённого значения депрессии на пласт может привести к подтягиванию к скважине конуса подошвенной воды и к обводнению скважины. Продувка скважины без предварительной оценки режима эксплуатации скважины может привести к разрушению призабойной зоны и образованию глинисто-песчаных, песчаных пробок, а также к образованию гидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины. Поэтому перед продувкой скважины следует детально ознакомиться с геолого-физическими, термобарическими данными скважины. В соответствии с ожидаемыми дебитами следует выбрать конструкцию забойного и устьевого оборудования, диаметр и глубины спуска фонтанных труб, диаметр диафрагмы, исходя из ожидаемого устьевого давления.

Для качественной продувки скважины следует пользоваться многоцикловым методом освоения скважин, который заключается в следующем: сначала устанавливается диафрагма (штуцер) небольшого диаметра. Постепенно увеличивая диаметр диафрагмы, снимают 4–5 точек. Затем диаметр диафрагмы уменьшают до начального, установленного при прямом ходе, и при этом также снимают 4–5 точек в обратном порядке. Как правило, в процессе продувки делают 2–3 цикла, затрачивая на каждый режим 1800–2400 с. Цель многоциклового продувки заключается в очищении и контроле за состоянием призабойной зоны путём сопоставления кривых зависимостей депрессии на пласт от дебита. Если эти кривые совпадут, то это означает, что процесс продувки можно закончить. При этом все побочные факторы, которые, в свою очередь, могут быть причиной совпадения кривых зависимостей дебит-депрессия, должны быть учтены. Конец продувки должен быть контролирован по выходу примесей вместе с потоком газа. Если в продукции скважины прекратился вынос твёрдых и жидких примесей, при этом выход конденсата и конденсационной воды не следует считать жидкой примесью, то это означает, что очищение ствола скважины и призабойной зоны закончилось.

Подготовка скважины к газогидродинамическому исследованию ведётся в зависимости от:

- назначения исследования (первичное, текущее, специальное) и объёма требуемой информации;
- геологических особенностей залежи, состава и количества ожидаемого газа, воды и конденсата, твёрдых примесей;
- возможности образования гидратов, устойчивости продуктивного пласта;
- конструкции скважины и применяемых глубинных приборов;
- степени освоения месторождения, т.е. от наличия наземных коммуникаций по сбору и осушке газа, и др.

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту перед газогидродинамическим исследованием, оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела. Общая схема оборудования устья скважины для газогидродинамических исследований с выпуском газа через факел в атмосферу показана на рисунке 4.

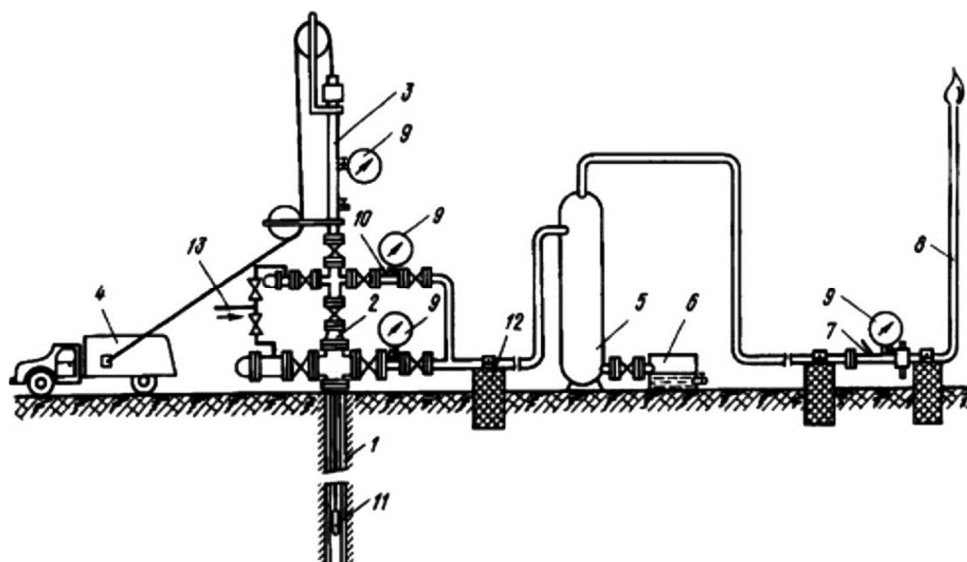


Рисунок 4 – Оборудование устья скважины, не подключённой к установке по подготовке газа:

- 1 – скважина; 2 – фонтанная арматура; 3 – лубрикатор; 4 – лебёдка; 5 – сепаратор;
6 – ёмкость для замера жидкости; 7 – ДИКТ; 8 – факельная линия; 9 – манометры;
10 – термометр; 11 – глубинный прибор; 12 – крепление выкидной линии; 13 – линия ввода ингибитора

На обустроенных и введенных в разработку месторождениях необходимость подачи ингибитора в скважину предусматривается проектом разработки, и поэтому сооружать звено по подаче ингибитора не следует.

Исследование скважины при стационарных режимах проводится по заранее составленной программе работ. Объем исследований, который предусмотрен программой, устанавливается на основании проектных решений или исходя из проведенных ремонтно-профилактических и интенсификационных работ. В соответствии с программой исследования и в зависимости от обустройства промысла подготавливаются соответствующие приборы, оборудования и инструмент. Их монтируют на скважине по схеме, показанной на рисунке 5.

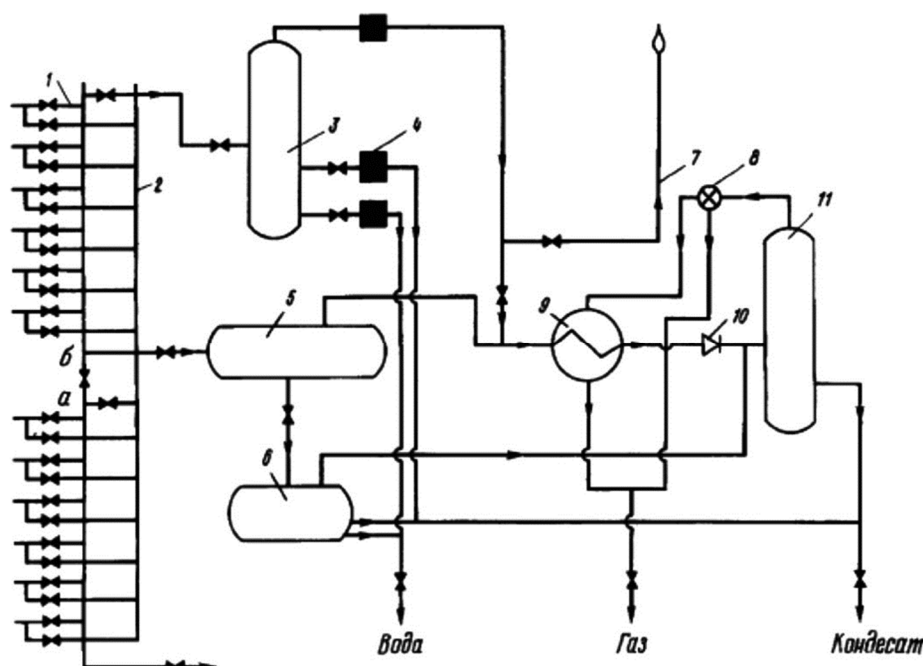


Рисунок 5 – Оборудование устья скважин, подключённых к установке по подготовке газа:

- 1 – блок входных линий; 2 – линия контрольных замеров; 3 – контрольный сепаратор; 4 – узел замеров;
5 – сепаратор I ступени; 6 – разделительная ёмкость; 7 – факельная линия;
8 – регулятор теплового режима; 9 – теплообменник; 10 – регулируемый штуцер;
11 – сепаратор II ступени; а и б – задвижки

Перед исследованием скважины методом установившихся отборов необходимо ознакомиться с геолого-промысловыми материалами по данной скважине и месторождению. Если процессы восстановления и стабилизации давления, дебита и забойного давления продолжаются несколько часов и более, то следует выбрать ускоренные методы испытания скважины. Перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим $P_{ст}$. Исследование нужно начинать с меньшего дебита и наращивать его от режима к режиму – прямой ход. После фиксирования статического давления скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом и дожидаться полной стабилизации забойного устьевого давления и дебита. Забой скважины при испытании её методом установившихся отборов должен быть чистым, или, если имеется какой-то столб жидкости или песчаная пробка, желательно, чтобы высота их оставалась неизменной. В противном случае коэффициенты сопротивления, определяемые по результатам испытания, будут переменными от режима к режиму, что приводит к сильному искажению индикаторной линии.

Значения забойных давлений, дебита и температуры должны быть фиксированы после полной стабилизации давления и дебита. Условия стабилизации оцениваются постоянством показаний приборов, используемых для измерения давления, перепада давлений на расходомере и температуры во времени. После снятия этих показаний на первом режиме – диафрагме (штуцере) скважину закрывают для восстановления давления до статического. Процессы пуска скважины и стабилизации давления и дебита при том, что работа скважины проходит на установившемся режиме, а также восстановление давления после закрытия скважины на данной диафрагме (штуцере) составляют один режим работы скважины.

Характер изменения давления на одном режиме с полной стабилизацией забойного устьевого давления и дебита, работой на режиме и с полным восстановлением давления после закрытия скважины показан на рисунке 6. Процесс перераспределения давления в пласте, или, как принято называть этот процесс, стабилизация давления и дебита после пуска, зависит от фильтрационных и емкостных параметров пористой среды и насыщающих её жидкостей и газов. Используя эту зависимость, можно определить параметры пласта. Поэтому при исследовании скважины следует фиксировать статическое давление перед пуском скважины, процесс стабилизации давления и дебита, параметры скважины при работе после стабилизации давления, дебита и температуры и процесс восстановления давления после закрытия. Этот комплекс информации при соответствующей обработке позволяет определить большое число фильтрационных, емкостных и технических характеристик пласта и ствола скважины.

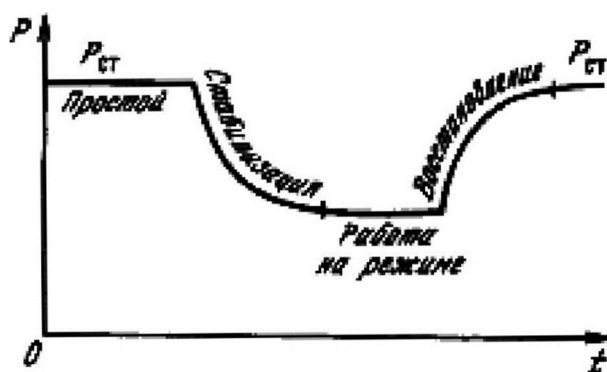


Рисунок 6 – Характер изменения давления при исследовании скважин на одном режиме

После достижения $P_{ст}$ скважину пускают в работу на новом режиме, отличающемся от первого большим дебитом и меньшим забойным давлением. На втором режиме, так же как и на первом, регистрируются процессы стабилизации забойного давления и дебита, параметры после стабилизации режима и процесс восстановления давления до достижения $P_{ст}$. Таким же образом снимаются показания давления, дебита и температуры на всех 5–8 режимах (рис. 7). Таким образом, если приступаем к исследованию скважин методом установившихся отборов на 8 режимах, то это означает,

что имеем 8 кривых стабилизации давления и дебита, 8 значений установившихся различных по величине забойных давлений и дебитов, 8 кривых восстановления давления. Обработка этих данных позволяет определить:

- режим работы скважины;
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений тремя способами – по индикаторной кривой, по кривым стабилизации давления и дебита и по сочетанию забойных давлений и дебитов без использования пластового давления;
- проводимость тремя методами;
- ухудшения или улучшения параметров призабойной зоны;
- пьезопроводность пласта;
- наличие экранов и ухудшений параметров пласта за пределами призабойной зоны;
- емкостные параметры пласта;
- приведённый радиус скважины и др.

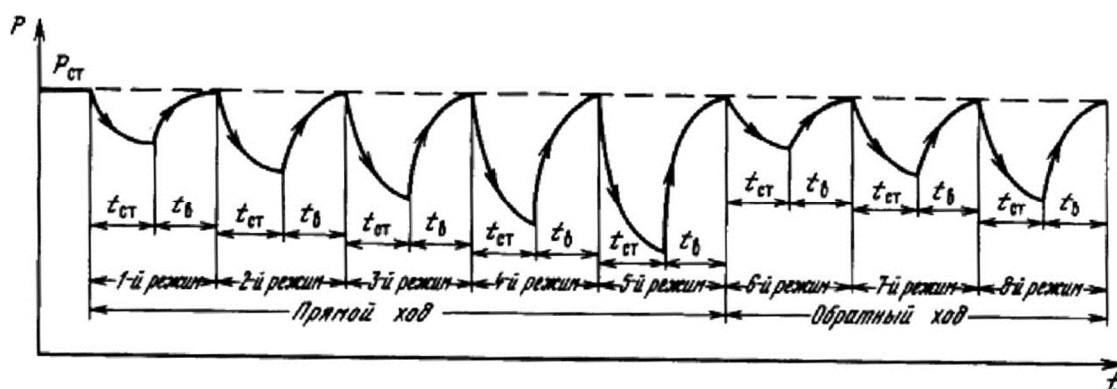


Рисунок 7 – Характер изменения давления при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации

При исследовании скважин методом установившихся отборов необходимо:

- соблюдать условия стабилизации и восстановления давления;
- наблюдать за давлением в межколонном пространстве;
- замерять давление, температуру, дебит газа, воды, конденсата;
- определять количество твёрдых примесей.

При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. Такой контрольный режим позволит определить наличие жидкости на забое, вынос которой был затруднён при прямом ходе в начале испытания скважины заданной конструкции. При наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом случае следует пользоваться глубинными приборами с местной или дистанционной регистрацией забойного давления на различных режимах. Если забойное оборудование и коррозионно-активные компоненты затрудняют измерение забойного давления глубинными манометрами, то следует в зависимости от количества жидкости и газа, конструкции скважины, коэффициента сопротивления труб и структуры потока вывести эмпирическую формулу для достаточно точного определения забойного давления таких скважин.

Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления

При обработке результатов исследований скважин на стационарных режимах фильтрации используется двухчленный закон сопротивления, описывающий характер притока газа. Данный закон является общим и справедлив для жидкости и газа во всём диапазоне изменения числа Рейнольдса, а в определённых областях изменения скорости фильтрации переходит в закон Дарси и квадратичный закон. Само уравнение притока газа при нелинейном двухчленном законе фильтрации газа к скважине имеет вид:

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (3)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений используются при проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят от:

- состава газа, фазовых переходов в процессах испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;
 - законов фильтрации;
 - механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;
 - продолжительности процесса испытания на отдельных режимах;
 - термобарических параметров пористой среды и газа;
 - конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
 - качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно-профилактических работ в скважине;
 - величины газонасыщенности пласта и других факторов и параметров.
- Фильтрационные коэффициенты a и b можно определить по формулам:

$$a = \frac{\mu(P, T) \cdot Z(P, T) \cdot P_{амм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k(P) \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) + C_1 + C_2 \right]; \quad (4)$$

$$b = \frac{\rho_{ам} \cdot Z(P, T) \cdot P_{амм} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \cdot \left[\frac{1}{r_{скв}} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right], \quad (5)$$

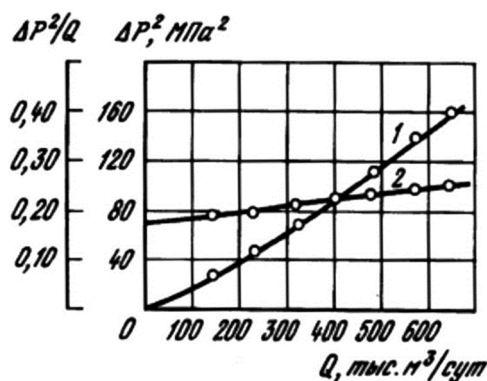
где $\mu(P, T)$ и $Z(P, T)$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры газа; k – проницаемость пласта; l – коэффициент макрошероховатости пласта; C_1, C_2, C_3, C_4 – коэффициенты несовершенства по характеру и степени вскрытия; ρ – плотность газа; R_k и $r_{скв}$ – радиусы контура питания и скважины.

Таким образом, коэффициенты фильтрационного сопротивления характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды (т.е. пласта) и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений используются на стадии проектирования и при дальнейшей разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

Для определения значений фильтрационных коэффициентов сопротивления по результатам испытания скважин используются графический и аналитический методы, получившие широкое применение в практике исследования газовых и газоконденсатных скважин в РФ и других странах мира.

При использовании графического метода определения скважина должна исследоваться на 5–8 режимах фильтрации. Причём 2–3 режима из 8 должны быть проведены обратным ходом, т.е. переходом с большего дебита на меньший. Это необходимо для проверки данных, полученных при относительно небольших дебитах на прямом ходу, когда возможно наличие столба жидкости на забое скважины и влияние загрязнения призабойной зоны на дебит скважины.

По результатам проведённого исследования определяют $P_{пл}$, $P_{заб}$ и Q . Рассчитываются значения $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ на различных режимах работы скважины. После этого строится зависимость между ΔP^2 и Q (рис. 8). Полученная индикаторная кривая проходит через начало координат. Обработка индикаторной кривой в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q позволяет определить из графика значения коэффициентов a и b . При этом коэффициент a определяется как отрезок, отсекающий на оси $\frac{\Delta P^2}{Q}$, а коэффициент b как тангенс угла наклона прямой к оси.


 Рисунок 8 – Зависимости ΔP^2 (1) и $\frac{\Delta P^2}{Q}$ (2) от Q

Численный метод определения фильтрационных коэффициентов применяется при значительном числе точек, когда число режимов превышает 10. При этом режимные точки, явно отличающиеся от общей закономерности ΔP^2 и Q , из расчёта исключаются.

Формулы для определения фильтрационных коэффициентов имеют вид:

$$a = \frac{\frac{\sum \Delta P^2}{Q \cdot \sum Q^2} - \sum Q \cdot \sum \Delta P^2}{N \cdot \sum Q^2 - (\sum Q)^2}; \quad (6)$$

$$b = \frac{N \cdot \sum \Delta P^2 - \frac{\sum Q \cdot \sum \Delta P^2}{Q}}{N \cdot \sum Q^2 - (\sum Q)^2}. \quad (7)$$

Такой численный метод определения коэффициентов называется метод наименьших квадратов.

Если пластовое давление неизвестно, результаты исследования могут быть обработаны в координатах:

$$\frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i} - (Q_n + Q_i),$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, m$; n – порядковый номер режима; m – общее количество режимов.

Коэффициент a определяется как отрезок, отсекаемый полученной прямой на оси ординат, b как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

Если пластовое давление неизвестно, коэффициенты a и b можно определить численным методом по формулам:

$$a = \frac{\sum \frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i} \cdot \sum (Q_n + Q_i)^2 - \sum (Q_n + Q_i) \cdot \sum \frac{(P_{zi}^2 - P_{zn}^2) \cdot (Q_n + Q_i)}{(Q_n - Q_i)}}{N \cdot \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n + Q_i)]^2}; \quad (8)$$

$$b = \frac{N \cdot \sum \frac{(P_{zi}^2 - P_{zn}^2) \cdot (Q_n + Q_i)}{(Q_n - Q_i)} - \sum (Q_n + Q_i) \cdot \sum \frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i}}{N \cdot \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n + Q_i)]^2}, \quad (9)$$

где N – общее число режимов.

Результаты проведения исследования оформляются официальным документом – актом, в котором отражены все измеренные и расчётные параметры работы скважины

на режимах, состояние скважины перед проведением исследования, потери в добыче газа в период проведения исследования, тарировочные таблицы применяемых измерителей физических величин.

Ускоренные методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации

В скважинах, вскрывших пласты с низкими коллекторскими свойствами, процесс перераспределения давления при их пуске и остановке происходит медленно. Это приводит к значительной затрате сил и средств для испытания таких скважин методом установившихся отборов. Поэтому исследование скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, при стационарных режимах фильтрации становится нецелесообразным. Для применения метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией забойного давления и дебита были предложены различные модификации этого метода, позволяющие ускорить процесс исследования таких скважин. Каждая из предложенных модификаций метода установившихся отборов допускает возможность использования нестабилизировавшихся значений давления и дебита скважины. Следовательно, неточности определяемых параметров пласта и коэффициентов фильтрационных сопротивлений будут обусловлены правильностью принятых допущений о возможности использования нестабилизированных значений пластового и забойного давлений и дебитов на различных режимах работы скважин. Как известно, метод установившихся отборов требует полной стабилизации забойного давления и дебита скважин на каждом режиме и полного восстановления давления между режимами. Причём режим считается стабилизированным, если в течение определённого отрезка времени забойное давление и дебит не изменяются. Иными словами, изменение давления и дебита используемыми приборами не фиксируется. Если приборы, используемые при измерении давления и дебита, высокочувствительные, то условия стабилизации соблюдаются достаточно надёжно. По отношению к забойному давлению это условие может быть выражено формулой (10):

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} \leq \delta, \quad (10)$$

где ΔP – изменение давления за промежуток времени Δt ; δ – предел погрешности применяемых приборов.

На рисунке 9 показаны кривые зависимости времени стабилизации от пьезопроводности газонасыщенного коллектора.

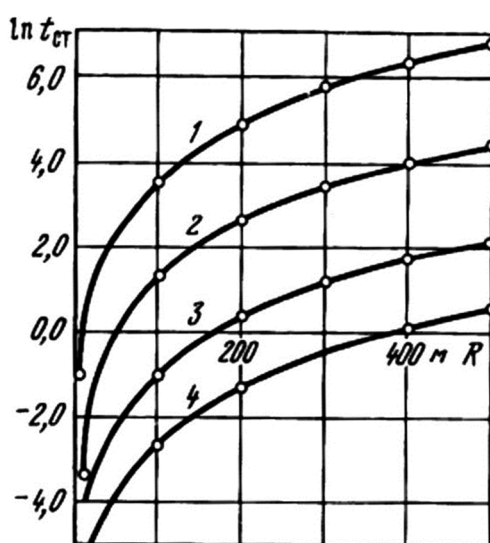


Рисунок 9 – Зависимости $\ln t_{ст}$ от R при различных пьезопроводностях χ : 100 (1), 1000 (2), 10000 (3), 50000 (4), $\text{см}^2/\text{с}$

Изохронный метод исследования скважин

Одной из первых модификаций метода установившихся отборов является изохронный метод. Сущность метода заключается в том, что при испытании скважины в течение одинаковых отрезков времени с различными дебитами будет получена индикаторная кривая, характеризующая работу скважины для данного отрезка времени. При этом обязательным условием является необходимость после каждого режима эксплуатации скважины её остановки до полного выравнивания давления по всему пласту. Отметим, что если пластовое давление не успевает полностью выравниваться между режимами и время работы скважины равно времени остановки между режимами, то полученная индикаторная кривая также позволяет достаточно точно определить параметры пласта. Основным принцип изохронного метода испытания скважины заключается в том, что радиус дренированной области зависит не от дебита, а от безразмерного времени, определяемого по формуле:

$$t_p = \frac{0,348 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot P_{cp} \cdot t}{m \cdot \mu \cdot r_{скв}^2}, \quad (11)$$

где k и μ – коэффициенты проницаемости пласта и вязкости газа; P_{cp} – среднее пластовое давление; m – пористость коллектора, доли единицы; $r_{скв}$ – радиус скважины; t – время работы скважины после её пуска.

Принятое условие означает, что для одного и того же отрезка времени независимо от дебита будет дренироваться зона одинакового радиуса. Следовательно, независимо от критериев, предложенных разными исследователями, о величине продолжительности процесса стабилизации для испытания скважины изохронным методом необходимо, чтобы радиус зоны дренирования на различных дебитах был постоянным. В этом случае, так же как и при полной стабилизации забойного давления и дебита, угол наклона индикаторной кривой, обработанной в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q , остаётся постоянным. Постоянство угла наклона индикаторной кривой, получаемое при испытании скважины изохронным методом, было подтверждено промысловыми исследованиями. В противном случае применение различных модификаций метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией давления и дебита было бы невозможным.

Для двучленного закона фильтрации газа к скважине результаты испытания изохронным методом обрабатываются по формуле

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b(t_p) \cdot Q^2(t_p), \quad (12)$$

где $P_{заб}^2(t_p)$ – забойное давление, соответствующее времени t_p ; t_p – время работы скважины, не превышающее 60 мин и одинаковое на всех режимах испытания скважины; $Q(t_p)$ – дебит скважины, соответствующий времени t_p ; $a(t_p)$ – коэффициент фильтрационного сопротивления, зависящий от свойств пористой среды и насыщающих её жидкостей и газов, а также от радиуса дренирования.

В данном случае изменчивость коэффициента $a(t_p)$ обусловлена не только радиусом зоны дренирования, величина которого зависит от продолжительности работы скважины t_p на различных режимах. При величине t_p , равной времени полной стабилизации давления и дебита t_{cm} , радиус зоны дренирования доходит до контура питания. Чем больше t_p , тем ближе значение $a(t_p)$ к истинному значению a_{uc} .

Рассмотрим структуру коэффициента $a(t_p)$:

$$a(t_p) = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{амм} \cdot T_{nl} \cdot \ln\left(\frac{R(t_p)}{R_c}\right)}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{cm}}, \quad (13)$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости газа, зависящий от давления, температуры и состава газа; $T_{пл}$ и T_{cm} – пластовая и стандартная температуры; h – толщина пласта; $R(t_p)$ – радиус зоны дренирования, охваченный скважиной за время работы t_p .

Рассмотрим структуру коэффициента $b(t_p)$:

$$b(t_p) = \frac{\rho_{амм} \cdot P_{амм} \cdot z \cdot T_{пл} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R(t_p)} \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{cm}} \quad (14)$$

Обработывая результаты испытания в координатах $\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_p)}{Q(t_p)}$ от $Q(t_p)$ определяем коэффициент $a(t_p)$ как отрезок, отсекаемый на оси координат, и коэффициент b как тангенс угла наклона прямой (рис. 10).

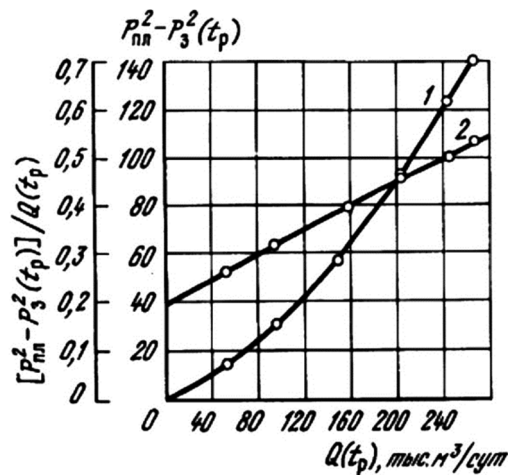


Рисунок 10 – Зависимости $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_p)$ (1) и $\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_p)}{Q(t_p)}$ (2) от $Q(t_p)$, полученные при изохронном методе исследования

Для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ предложены два метода.

1. При известном коэффициенте b для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ соответствующего стабилизированным величинам забойных давлений и дебитов, необходимо на одном из режимов дождаться полной стабилизации забойного давления и дебита, используя уравнение:

$$a_{ис} = \frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_{cm})}{Q(t_{cm}) - b \cdot Q(t_{cm})} \quad (15)$$

где $P_{заб}(t_{cm})$ – забойное давление на выбранном режиме после полной стабилизации работы скважины; $Q(t_{cm})$ – дебит скважины после полной стабилизации работы на данном режиме; t_{cm} – время, необходимое для полной стабилизации давления и дебита на одном из режимов работы скважины, которое определяется по формуле:

$$t_{cm} = \frac{C \cdot R_k^2 \cdot m \cdot \mu}{k \cdot P_{пл}} \quad \text{или} \quad t_{cm} = C \cdot R_k^2 \cdot \chi, \quad (16)$$

где C – числовой коэффициент, изменяющийся в пределах 0,122–0,350 в зависимости от принятых условий задачи; R_k – радиус контура питания; t_{cm} – время, необходимое для стабилизации давления; m – пористость; μ – коэффициент вязкости газа; χ – коэффициент пьезопроводности; k – коэффициент проницаемости пласта; $P_{пл}$ – пластовое давление.

2. Зная величину $a(t_p)$ по результатам испытания скважины изохронным методом, соответствующую нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов, истинное значение коэффициента аис можно определить по формуле:

$$a_{uc} = a(t_p) + \beta \cdot \ln \frac{t_{cm}}{t_p}, \quad (17)$$

где значения t_{cm} и t_p определяются по формулам (16) и (11); β – тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_{заб}^2(t)$ от $\ln t$.

При испытании скважины изохронным методом одним из обязательных условий является полное восстановление давления между режимами. Это означает, что при испытании скважины изохронным методом имеем столько кривых, сколько режимов. Поэтому для определения истинного значения коэффициента аис необходимо одну из кривых восстановления давлений обработать в координатах $P_{заб}^2(t)$ от $\ln t$. Далее, определив β , а также t_{cm} и t_p находят истинный коэффициент аис по формуле (16).

Технология испытания скважин изохронным методом показана на рисунке 11 и заключается в следующем: перед началом испытания скважины измеряют пластовое давление или определяют его расчётным путём, измерив статическое давление на устье. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q_1 на время $t_p = 30-60$ мин. К концу выбранного времени измеряют затрубное и буферное давления (по возможности забойное давление глубинным манометром), температуру газа, а также давление и температуру газа на ДИКТе. Если расход газа измеряется дифманометром, то измеряют давление и температуру перед диафрагмой и перепад давления на диафрагме.

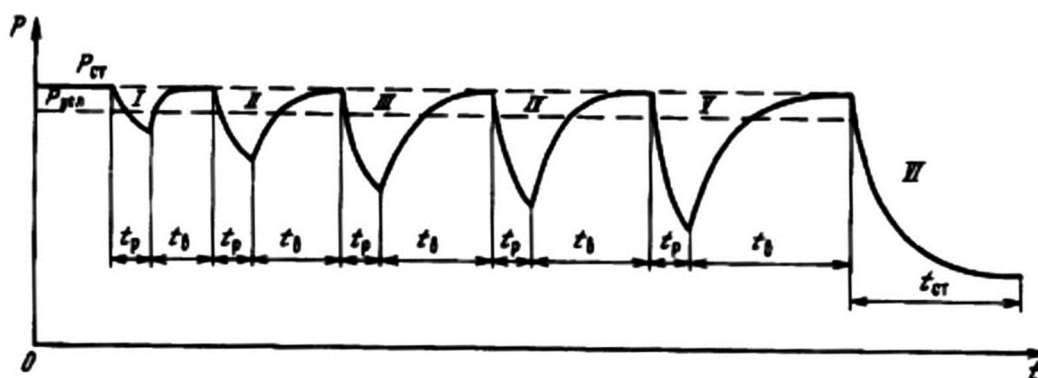


Рисунок 11 – Характер изменения давления во времени при исследовании скважины изохронным методом:

I–IV – номера режимов; $P_{ст}$ – статическое давление на устье скважины перед началом исследования; t_p – продолжительность работы скважины на режиме; $t_в$ – время полного восстановления давления между режимами; t_{cm} – время, необходимое для полной стабилизации забойного давления и дебита; $P_{усл}$ – условное пластовое давление при ускоренно-изотропном исследовании скважины

При выборе режима испытания следует обратить особое внимание на следующие факторы.

1. Дебиты скважины на всех режимах испытания должны обеспечить вынос с потоком газа жидких и твёрдых примесей и исключить возможность загрязнения призабойной зоны пласта, образования жидкой и песчаной пробки. Образование пробки или очищение забоя от неё в процессе испытания приводит к изменению коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений от режима к режиму является одним из факторов, влияющих на форму индикаторных кривых.

2. Параметры режима должны исключить возможность образования кристаллогидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

3. Режим скважины должен исключить возможность подтягивания конуса подошвенной воды в процессе испытания.

На втором и последующих режимах, аналогично первому режиму испытания, по истечении времени t_p измеряют давление, температуру и расход газа и закрывают скважину до полного восстановления давления. Таким образом, пуск скважины на различных режимах на время $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn}$ и остановка между режимами до полного восстановления давления позволяют получить характер изменения устьевого давления во времени, показанного на рисунке 8, при изохронном методе испытания скважины.

Основным недостатком изохронного метода является необходимость полного восстановления давления между режимами. Если считать, что время, необходимое для полной стабилизации и восстановления давления, одинаковым, то применение изохронного метода позволяет сократить продолжительность испытания скважины менее чем в 2 раза.

Ускоренно-изохронный метод исследования скважин

Для коллекторов, в которых стабилизация давления и дебита на различных режимах работы скважины и восстановление давления между режимами требуют десятков часов, а иногда и дней, использование изохронного метода так же нецелесообразно, как и метода установившихся отборов. Поэтому разрабатывались различные методы, предусматривающие не только сокращение времени на стабилизацию давления и дебита, но и сокращение времени на восстановление давления между режимами. Одним из таких методов является ускоренно-изохронный метод.

Сущность метода заключается в следующем.

Скважину пускают в работу на первом режиме со временем t_{p1} . Продолжительность времени работы на первом и последующих режимах определяется так же, как и при изохронном методе испытания скважины, и не превышает 60 минут. Причём на всех режимах время работы скважины одинаково, т.е. $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn}$.

К концу времени t_{p1} фиксируют давление, температуру и расход газа $Q(t_p)$. Затем скважину закрывают для восстановления давления до величины $P_{пл.усл} = (0,95-0,98) \cdot P_{пл}$. Значение $P_{пл.усл}$ после каждого режима работы скважины должно быть одинаковым. По достижении требуемой величины условного пластового давления скважину пускают в работу на втором режиме. По истечении времени t_{p2} фиксируют $P_{заб}(t_{p2})$, $Q(t_{p2})$ и температуру газа и снова закрывают скважину для восстановления давления до $P_{пл.усл}$. Аналогичным образом поступают и на последующих режимах. Результаты испытаний обрабатываются по формуле:

$$P_{пл.усл}^2 - P_z^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b \cdot Q^2(t_p). \quad (18)$$

Характер изменения устьевого давления во времени при ускоренно-изохронном методе испытания скважины, показан на рисунке 12.

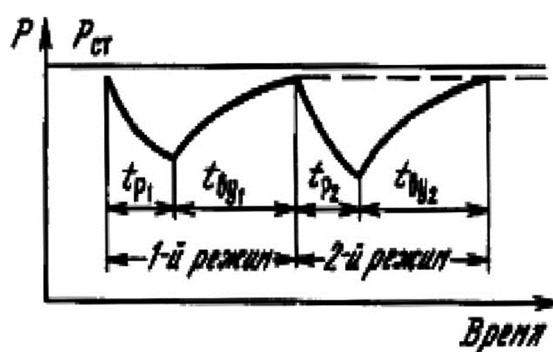


Рисунок 12 – Характер изменения давления во времени при исследовании скважины ускоренно-изохронным методом

Из графика зависимости $\frac{\Delta P}{Q(t_p)}$ от $Q(t_p)$ определяют коэффициент $a(t_p)$ как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как тангенс угла наклона к оси абсцисс прямой, описываемой формулой:

$$\frac{P_{нл.усл}^2 - P_{заб}^2(t_p)}{Q(t_p)} = a(t_p) + b \cdot Q(t_p). \quad (19)$$

Истинное значение коэффициента аист определяется теми же методами, которые были использованы при определении этого коэффициента по результатам изохронного испытания скважин. Применение ускоренно-изохронного метода позволяет сократить продолжительность испытания скважины больше, чем при испытании изохронным методом.

Экспресс-метод исследования скважин

Технология испытания скважин экспресс-методом следующая (рис. 10). Перед началом испытания измеряют или определяют по известному статическому давлению пластовое давление. Если нет возможности дожидаться полного восстановления давления, то необходимо фиксировать продолжительность продувки или работы скважины $t_{пр}$ и время остановки $t_{ост}$. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q_1 на время $t_{p1} = 1200-1800$ с. К концу времени t_{p1} измеряют затрубное и буферное давления; по возможности, забойное давление следует определить глубинным манометром, давление и температуру – на ДИКТе или дифманометре, перепад давления – на дифманометре.

Затем закрывают скважину на время продолжительностью $t_э$. Время работы скважины на режимах и время остановки между режимами следует принимать одинаковым, т.е. $t_p = t_э$. Следовательно, одним из условий испытаний экспресс-методом является:

$$t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = t_{э1} = t_{э2} = \dots = t_{эn} = \text{const.}$$

Затем скважину пускают в работу на втором режиме на время t_{p2} . К концу времени t_{p2} фиксируют затрубное и буферное давления, давление и температуру на ДИКТе или давление, перепад и температуру на дифманометре. Затем закрывают скважину на время $t_{э2}$. Аналогичные действия проводятся и на последующих режимах работы скважины. Полученные результаты обрабатываются по формуле:

$$P_{нл}^2 - P_{zi}^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b \cdot Q^2(t_p) + \beta \cdot C_i(t_p), \quad (20)$$

где β – коэффициент, определяемый как тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_3^2(t)$ от $\ln t$.

В формуле (20) коэффициент $C_i(t_p)$ зависит от числа и порядкового номера режима и может быть легко определён для различных режимов. Значения коэффициентов $C_i(t_p)$ для каждого режима определяются следующим способом:

$$\begin{aligned} C_1 &= 0; \\ C_2 &= 0,176 Q_1; \\ C_3 &= 0,097 Q_1 + 0,176 Q_2; \\ C_4 &= 0,067 Q_1 + 0,097 Q_2 + 0,176 Q_3; \\ C_5 &= 0,051 Q_1 + 0,067 Q_2 + 0,097 Q_3 + 0,176 Q_4; \\ C_6 &= 0,041 Q_1 + \dots; \\ C_7 &= 0,034 Q_1 + \dots; \\ C_8 &= 0,030 Q_1 + \dots; \\ C_9 &= 0,026 Q_1 + \dots; \\ C_{10} &= 0,024 Q_1 + \dots; \\ C_{11} &= 0,021 Q_1 + \dots \end{aligned}$$

Для определения коэффициента β , необходимого для обработки результатов испытанным экспресс-методом, следует снять одну кривую восстановления давления (либо перед началом испытания, либо после последнего режима). Это же значение коэффициента β нужно использовать при определении истинного коэффициента $a_{ис}$ по формуле (17).

Характер изменения давления в процессе исследования скважины экспресс-методом показан на рисунке 13.

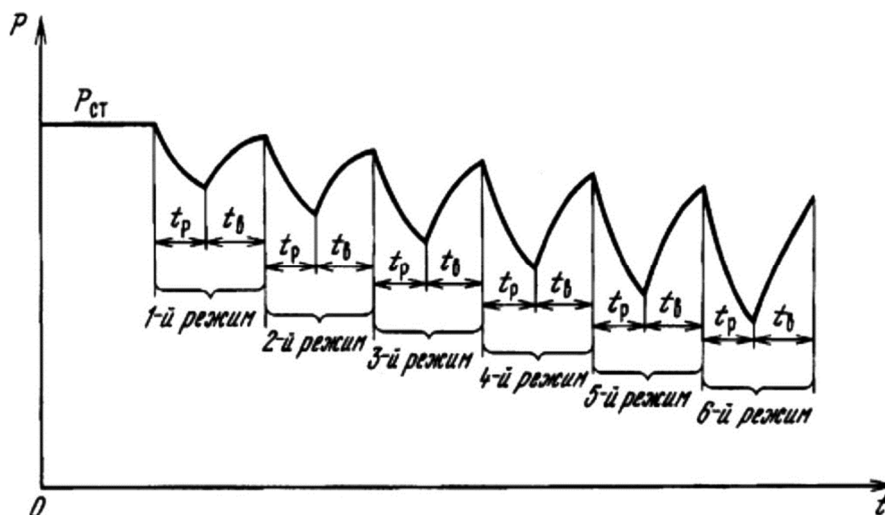


Рисунок 13 – Характер изменения давления в процессе исследования скважины экспресс-методом

Преимущество экспресс-метода заключается в том, что он доводит практически до минимума продолжительность испытания скважин. В принципе экспресс-метод может быть использован на всех месторождениях, если даже процесс стабилизации давления и дебита на режимах и восстановления давления между режимами продолжается 1 час и более. Однако при некачественном определении величины β слагаемое $\beta \cdot C_i(t_p)$ в формуле (20) может оказаться больше, чем слагаемое $P_{пл}^2 - P_{зи}^2(t_p)$. Тогда результаты испытания экспресс-методом не поддаются обработке.

Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов

С целью дальнейшего сокращения продолжительности испытания скважин, вскрывших пласты с низкими фильтрационными свойствами, предложен метод монотонно-ступенчатого исследования газовых скважин. Причём сокращение продолжительности испытания достигается за счёт сокращения продолжительности восстановления давления между режимами. Характер изменения давления в процессе испытания скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита показан на рисунке 14.

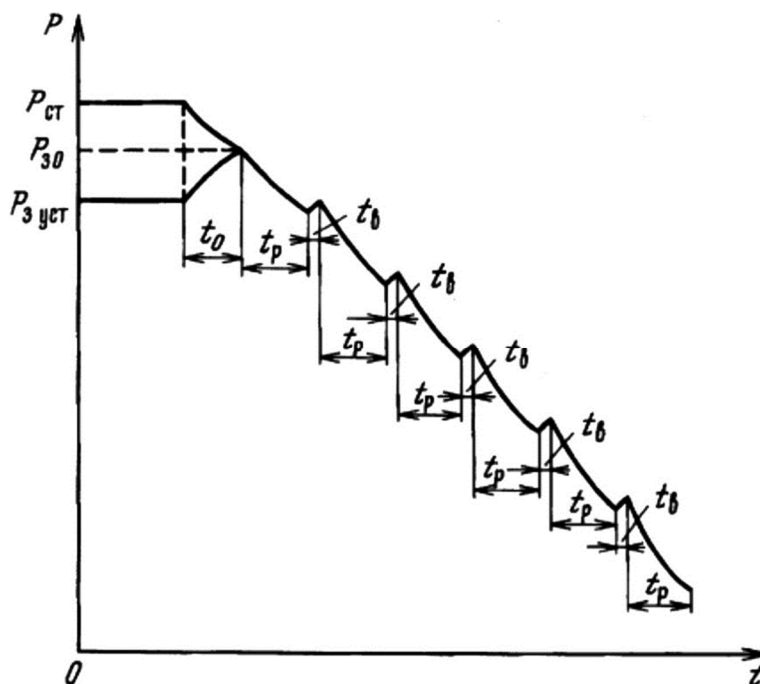


Рисунок 14 – Характер изменения давления в процессе исследования скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита

Допускается, что перед испытанием скважины этим способом она работает с некоторым установившимся дебитом Q_0 и забойным давлением $P_{заб}$. Затем скважину останавливают на время t_0 , явно недостаточное для восстановления забойного давления до пластового. Обычно величину t_0 принимают равной приблизительно 4–10 часов. К концу времени t_0 пластовое давление восстанавливается до P_0 , затем скважину пускают в работу на первом режиме с дебитом $Q_1(t_p)$ на время t_p . По истечении времени t_p фиксируют давление, температуру и дебит скважины, после чего скважину без остановки или с остановкой не более 120–180 с переводят на новый (второй) режим работы с дебитом $Q_2(t_p)$. Продолжительность работы скважины на каждом режиме должна быть одинаковой и определяется по формуле:

$$t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = \text{const}; t_{pn} \cong (0,08 \div 0,2) \cdot t_0.$$

Обработка результатов испытания проводится по формуле:

$$P_0^2 - P_{заб}^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b \cdot Q^2(t_p), \quad (21)$$

где P_0 – забойное давление, соответствующее времени остановки скважины на t_0 или времени работы скважины, исследуемое после остановки для замера статического давления или работающее с дебитом Q_0 .

Преимущество метода монотонно-ступенчатого изменения дебита заключается в том, что скважина работает на нескольких режимах со временем t_p , а на восстановление давления между режимами время не тратится. Однако исходное условие для применения метода монотонно-ступенчатого изменения дебита сводит его преимущество на нет с тем, что:

- если скважина работает, то её следует закрыть на время t_0 на 4–10 часов;
- если скважина остановлена на замер статического давления, то её пускают в работу на режиме на время $t_0 = 4–10$ часов.

Литература

1. Годовые отчёты по геологии и разработке Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой : ООО «Ямбурггаздобыча», 2012–2014.
2. Отчёт по геологии и разработке Ямбургского газоконденсатного месторождения за 2018 год. – Новый Уренгой : ООО «Газпром добыча Ямбург», 2018.
3. Алиев З.С., Хабибуллин Р.А., Панкин Н.А. Анализ результатов исследований газовых скважин Ямбургского ГКМ и Заполярного ГНКМ. – Казань : Издательство Казанского государственного технического университета, 1999. – 140 с.
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений : учебное пособие / под общ. ред. проф. Ю.П. Коротаева. – М. : Недра, 1974. – 373 с.
7. Зотов Г.А., Тверковин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
14. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.

15. Шальская С.В., Савенок О.В., Петрушин Е.О. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
16. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 57–60.
17. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 252–254.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
19. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин // 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. 275–278.
20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Международный научный журнал «Наука и Мир». – Волгоград : Издательство «Научное обозрение», 2015. – № 6 (22), 2015. – Т. 1. – С. 144–153.
21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 63–72.
22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Техническая характеристика скважин и оборудования для проведения гидродинамических исследований // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 73–83.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
25. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
26. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
27. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования газовых скважин и их применение на Южно-Луговском газовом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 24–44.
28. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
29. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
30. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
31. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

32. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // 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. 215–226.
33. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 173–180.
34. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 2. – С. 139–145.
35. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 2. – С. 162–173.
36. Султанова М.В., Гафуров А.И., Шарафутдинов Р.Ф. Термогидродинамические эффекты в многофазных средах // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 164–167.

References

1. Annual reports on geology and development of the Yamburg OGCF. – Novy Urengoy : Yamburggazdobycha LLC, 2012–2014.
2. Report on geology and development of the Yamburg gas condensate field for 2018. – Novy Urengoy : OOO Gazprom dobycha Yamburg, 2018.
3. Aliyev Z.S., Khabibullin R.A., Pankin N.A. Analysis of results of gas squares research of Yamburgskoye GCF and Zapolyarnoye GCF. – Kazan : Publishing House of Kazan State Technical University, 1999. – 140 p.
4. 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.
5. Gritsenko A.I. [et al]. Well Research Manual. – M. : Nauka, 1995. – 523 p.
6. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields : a textbook / under general editorship. prof. Yu.P. Korotaeva. – M. : Nedra, 1974. – 373 p.
7. Zotov G.A., Tverkovin S.M. Gas-hydrodynamic methods of gas wells research. – M. : Nedra, 1970. – 192 p.
8. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research at construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
13. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
14. Shagiev R.G. Well investigation by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
15. Shalskaya S.V., Savenok O.V., Petrushin E.O. Interpretation of hydrodynamic research results: methodological guidelines for practical classes in the discipline «Interpretation of hydrodynamic research results» for bachelor students of all forms of education and MIPPS direction of training 21.03.01 «Oil and gas business» (profile «Operation and maintenance of oil production facilities»). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.

16. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. (profile «Operation and maintenance of oil production facilities»). The influence of heterogeneity of the reservoir on the results of gas-hydrodynamic studies // *Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific 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. 2: Development of oil and gas fields. – P. 57–60.
17. Mamedova M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked reservoirs in unsteady mode // *Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Sci.* – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 252–254.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin).* – 2014. – № 3. – P. 35–42.
19. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics study of horizontal wells // *Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of developing hydrocarbon and ore minerals deposits» (October 28–31, 2014, Perm).* – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
20. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic research of the gas and gas-condensate wells of the Orenburg oil-gas-condensate field // *International scientific journal «Nauka i Mir».* – Volgograd : Publishing house «Nauzhnoye Obozrenie», 2015. – № 6 (22), 2015. – Vol. 1. – P. 144–153.
21. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic methods of gas wells investigation at stationary filtration modes on the example of Yamburg gas condensate field // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin).* – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 2. – P. 63–72.
22. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technical characteristics of wells and equipment for hydrodynamic research // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin).* – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 2. – P. 73–83.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the modern technologies of interpretation of the hydrodynamic research results of the horizontal wells // *Gornyi informational-analytical bulletin (scientific and technical journal).* – M. : Gorniyaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a mathematical model of the pressure change in the process of a horizontal well investigation // *Petroleum engineer.* – 2015. – № 3. – P. 44–48.
25. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Determination of the formation liquid flow rate with account of the borehole axis deviation from the normal to the rock formation plane // *Construction of oil and gas wells on land and at sea.* – 2015. – № 11. – P. 9–13.
26. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of the results of the horizontal well testing and analysis of the obtained data by the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // *Petroleum engineer.* – 2015. – № 4. – P. 34–44.
27. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Hydrodynamic research of the gas wells and their application at Yuzhno-Lugovskoye gas field // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin).* – 2015. – № 4. – P. 24–44.
28. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a technique for determination of the formation parameters according to the data of the horizontal well investigation and estimation of applicability of the radiated data // *Construction of oil and gas wells on land and at sea.* – 2016. – № 1. – P. 43–47.
29. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the existing methods for determination of the formation parameters according to the data of the hydrodynamic investigations of the horizontal wells // *Nefteproslovenie delocal.* – 2016. – № 4. – P. 23–28.
30. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigations, its features and new possibilities // *Science and technology in gas industry.* – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
31. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of a technique reliability of the reservoir parameters determination on the data of the horizontal wells research // *Science and technology in gas industry.* – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
32. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by the results of hydrodynamic research at an established filtration // *Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific and 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. 215–226.

33. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of Yam-burg gas condensate field // Bulatovskie readings: materials 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. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 173–180.
34. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the results of operation of horizontal wells, the efficiency of sidetracking and work on their deepening in the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 Part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 139–145.
35. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit of the Yuzhno-Russkoe field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and 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. – T. 2 in 2 Part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 162–173.
36. Sultanova M.V., Gafurov A.I., Sharafutdinov R.F. Thermohydrodynamic effects in multiphase media // 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. Tekhnologii, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Proforecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 164–167.

УДК 532.575.5

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ
ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НА СКВАЖИНАХ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF GAS-DYNAMIC RESEARCH TECHNOLOGY
IN THE WELLS OF THE YAMBURGSKOYE
GAS AND CONDENSATE FIELD**

Дылев Алексей Юрьевич

инженер 1 категории
отдела капитального ремонта скважин,
ООО «Газпром добыча Ямбург»
aydv@mail.ru

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. В статье проанализирована технология газогидродинамических исследований скважин, которые проводились на Ямбургском газоконденсатном месторождении. Рассмотрены газогидродинамические исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Даны описания методов исследования скважин при длительной стабилизации давления и дебитов. По данным исследования скважины были рассчитаны дебиты скважины, определены коэффициенты фильтрационных сопротивлений, а также проницаемость пласта. В результате анализа гидродинамических исследований на Ямбургском месторождении внесены несколько рекомендаций по улучшению проведения комплекса исследований. Во-первых, производить предварительную обработку результатов исследований непосредственно у скважины, в результате чего можно на месте уточнить искажённые экспериментальные данные. Необходимо обработать результаты определения дебита газа, пластовые и забойные давления, строить кривые стабилизации и восстановления давления. Во-вторых, при проведении исследований необходимо производить выпуск газа в газопровод. В результате более точно определяют параметры пласта, правильно устанавливают технологический режим работы скважины, выясняют условия гидратообразования, устраняются потери газа.

Ключевые слова: газогидродинамические методы исследования при нестационарных режимах фильтрации; специальные газодинамические исследования скважин; оборудование и аппаратура, применяемые при исследовании; установка «Надым» для исследования скважин; исследо-

Dylev Alexey Yuryevich

Category 1 engineer
of well repair department,
LLC «Gazprom dobycha Yamburg»

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The article analyzes the technology of gas-hydrodynamic studies of wells that were carried out at the Yamburgskoye gas and condensate field. Gas-hydrodynamic studies under stationary and non-stationary filtration modes are considered. Descriptions of methods for researching wells with long-term stabilization of pressure and flow rates are given. According to the well study data, well production rates were calculated, filtration resistance coefficients were determined, as well as formation permeability. As a result of the analysis of hydrodynamic studies at the Yamburgskoye field, several recommendations were made to improve the implementation of the research complex. First, to pre-process the research results directly at the well, as a result of which it is possible to clarify distorted experimental data on the spot. It is necessary to process the results of determining the gas flow rate, reservoir and bottomhole pressures, build stabilization and pressure recovery curves. Secondly, when conducting research, it is necessary to release gas into the gas pipeline. As a result, the formation parameters are more accurately determined, the technological mode of the well's operation is correctly established, the hydration conditions are determined, gas losses are eliminated.

Keywords: gas-hydrodynamic research methods under non-stationary modes of filtration; special gas-dynamic studies of wells; equipment and apparatus used in the study; «Nadym» installation for well research; well exploration using a critical

вание скважин с использованием диафрагменного измерителя критического течения; приборы, применяемые для глубоких исследований скважин; исследования скважин с выпуском газа в газопровод.

flow diaphragm meter; instruments used for deep well surveys; research of wells with the release of gas into the gas pipeline.

Г азогидродинамические методы исследования при нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Связь темпа и характера распределения давления в пласте при пуске и остановке скважин показывает на возможность использования изменения давления во времени для определения фильтрационных и емкостных свойств пласта.

Технология снятия КВД

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу (шлейфу, коллектору), соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запаковано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Если скважина перед снятием КВД не работала, то ее пускают в работу, регистрируя при этом процесс стабилизации давления на забое (устье) и дебит скважины во времени. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа. Если КВД снимается на забое с дистанционной регистрацией значений давления во времени на поверхности, то измерения температуры после закрытия не требуется. Если разница между забойной и устьевой температурой в процессе работы скважины незначительная (до 10 °С), то изменение температуры в процессе восстановления давления на устье скважины не сказывается на форме КВД и полученная кривая поддается обработке. Описанное выше условие приемлемо и при сравнительно невысоких температурах газа в пласте. Если температура газа в пласте высокая, т.е. $T_{пл} > 323$ °К, то после закрытия скважины происходит остывание ее ствола до величины геотермического распределения температуры по глубине и охлаждение газа в стволе существенно влияет на характер КВД, снятой на устье скважины.

Если работа скважины перед её закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, и т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубоких манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой.

Методы обработки КВД

Для обработки КВД существует несколько методов. При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используется два вида условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре. Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины, границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины.

Метод обработки КВД для бесконечного пласта зависит от условий работы скважины до остановки. Если время работы скважины T до снятия КВД больше времени восстановления давления t ($T \geq t$), КВД обрабатывается по формуле:

$$P_{заб}^2 = \alpha + \beta \cdot \lg t, \quad (1)$$

где $P_{заб}(t)$ – давление на забое скважины, МПа; t – текущее время восстановления давления, с; α и β – коэффициенты.

КВД строят в координатах $P_{заб}^2$ от $\lg t$ и по графику определяют коэффициенты α и β . Для этого выделяют на графике прямолинейный участок и проводят к нему касательную прямую. Тангенс угла наклона касательной равен β , а отрезок, отсекаемый касательной на оси ординат, равен α . По найденным α и β рассчитывают параметры пласта. Параметр проводимости пласта рассчитывают по формуле:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,24 \cdot Q \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\beta \cdot T_{см}}, \quad (2)$$

где k – проницаемость пласта, Дарси; h – эффективная толщина пласта, м; μ – вязкость газа, сП; Q – дебит скважины перед остановкой; z – коэффициент сжимаемости; $P_{атм}$ – атмосферное давление; $T_{пл}$ – пластовая температура, °К; $T_{см}$ – температура при стандартных условиях, 293 °К.

Если время работы скважины T до снятия КВД меньше времени восстановления давления t ($T \leq t$), КВД обрабатывается по формуле:

$$P_{заб}^2 = P_{пл}^2 + \beta \cdot \lg \left(\frac{T+t}{t} \right), \quad (3)$$

где T – время работы скважины перед снятием КВД; $P_{пл}$ – пластовое давление.

Применение формулы (1) в этом случае искажает конечный участок КВД и может привести к ошибочным результатам при расчёте параметров пласта.

КВД строят в координатах $P_{заб}^2$ от $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right)$ и по углу наклона прямолинейного участка определяют коэффициент β . Метод позволяет определить пластовое давление. Для этого надо продолжить КВД до значения $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right) = 0$, и точка пересечения прямой с осью $P_{заб}^2$ даст значение квадрата пластового давления.

Специальные газодинамические исследования скважин

Специальные газодинамические исследования скважин сеноманского эксплуатационного фонда Ямбургского ГКМ коллекторами «Надым-1» в 2018 году проводились геологической службой ООО «Ямбурггаздобыча» по плану работ, утверждённому главным геологом, согласно технологического регламента РД 04819760-156-80 ТюменьНИИГипрогаз (г. Надым, 1998 г.). Перечень скважин определялся отделом геологии и разработки месторождений, работы проводились при непосредственном взаимодействии с мастерами по добыче газа газовых промыслов.

Специальные газодинамические исследования скважин с применением коллекторов «Надым-1» производятся методом установившихся отборов с целью определения производительности и количественного содержания воды и механических примесей в газовом потоке скважины для назначения или подтверждения технологического режима работы скважины в процессе эксплуатации. Согласно регламента производилось шаблонирование и замерялся искусственный забой скважины. Исследования проводились на 5–6-ти режимах «прямого хода», с уменьшением диаметра шайб и 1–2 режимов «обратного хода», с увеличением диаметра шайб. На каждом режиме поток газа разделяется на фазы и измеряется расход газа, а также накопленный на этом режиме объём жидкости и механических примесей.

Отобранные в процессе специальных исследований пробы воды и механических примесей, сдаются в лабораторию УНИГР (вода – гидрохимический анализ, механическая примесь – весовая характеристика).

В 2018 году проведено 284 скважино-исследований коллекторами «Надым-1», в том числе:

- геологической службой – 160;
- ОАО Корпорацией «Севергазсервис» – 124.

Распределение количества исследованных скважин по УКПГ (газовым промыслам) выглядит следующим образом:

- ГП-1 – 42 скважины (42 скважино-исследований);
- ГП-2 – 41 скважина;
- ГП-3 – 42 скважины;
- ГП-4 – 36 скважин;
- ГП-5 – 28 скважин;
- ГП-6 – 45 скважин;
- ГП-7 – 50 скважин.

Распределение количества исследованных скважин по УКПГ в 2018 году приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение количества исследованных скважин по УКПГ

	УКПГ (сеноман)							Всего
	1	2	3	4	5	6	7	
Проект	43	41	42	36	30	46	50	288
Факт	42	41	42	36	28	45	50	284

Результаты исследования скважин коллектором «Надым-1» оформлены соответствующим «Актом о специальном исследовании скважины», в котором приводятся сведения о конструкции скважины, статическом устьевом и пластовом давлении и температуре, давлений на буфере, ДИКТе, затрубном пространстве, температуре и дебите скважины на каждом из режимов. Приведены объём и удельный вынос жидкости и механических примесей на каждом режиме.

Удельное содержание жидкости в потоке газа определялось по формуле:

$$W_g = \frac{1440 \cdot V_g}{Q \cdot t}, \quad (4)$$

где W_g – удельное содержание жидкости, г/м³; V_g – количество жидкости, полученной на режиме, л; Q – дебит газа на режиме, тыс. м³/сут.; t – время работы на режиме, мин; 1440 – переводной коэффициент (количество минут в сутках).

Удельное содержание выносимых механических примесей в газовом потоке определялось по формуле:

$$W_n = \frac{1440 \cdot V_n}{Q \cdot t}, \quad (5)$$

где W_n – удельное содержание механических примесей, мг/м³; V_n – количество мех. примесей, отобранных на режиме, г; Q – дебит газа на режиме исследования, тыс. м³/сут.; t – время работы на режиме, мин.; 1440 – переводной коэффициент (количество минут в сутках).

Оборудование и аппаратура, применяемые при исследовании

Установка «Надым» для исследования скважин

Установки «Надым-1» и «Надым-2» серийно выпускаются с 1986 года заводом НПО «Тюменгазтехнология» и предназначены для газогидродинамических исследований скважин газовых месторождений и подземных хранилищ газа.

Техническая характеристика установок приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика установок «Надым»

Показатель	«Надым-1»	«Надым-2»
Пропускная способность, млн м ³ /сут.	1,5	1,5
Рабочее давление, МПа	16,0	16,0
Температура рабочей среды, °К	273–323	273–323
Температура окружающей среды, °К	233–323	233–323
Потери газа при исследовании, м ³ /ч	до 62,5	–
Численность обслуживающего персонала	2	2
Масса монтажных блоков, кг	до 50,0	до 50,0
Масса в сборе, кг	186,0	280,0

Общий вид аппаратов приведён на рисунках 1 и 2. Установки монтируются на факельной, задавочной линиях («Надым-1») или на технологической линии перед шлейфом («Надым-2») (рис. 3).

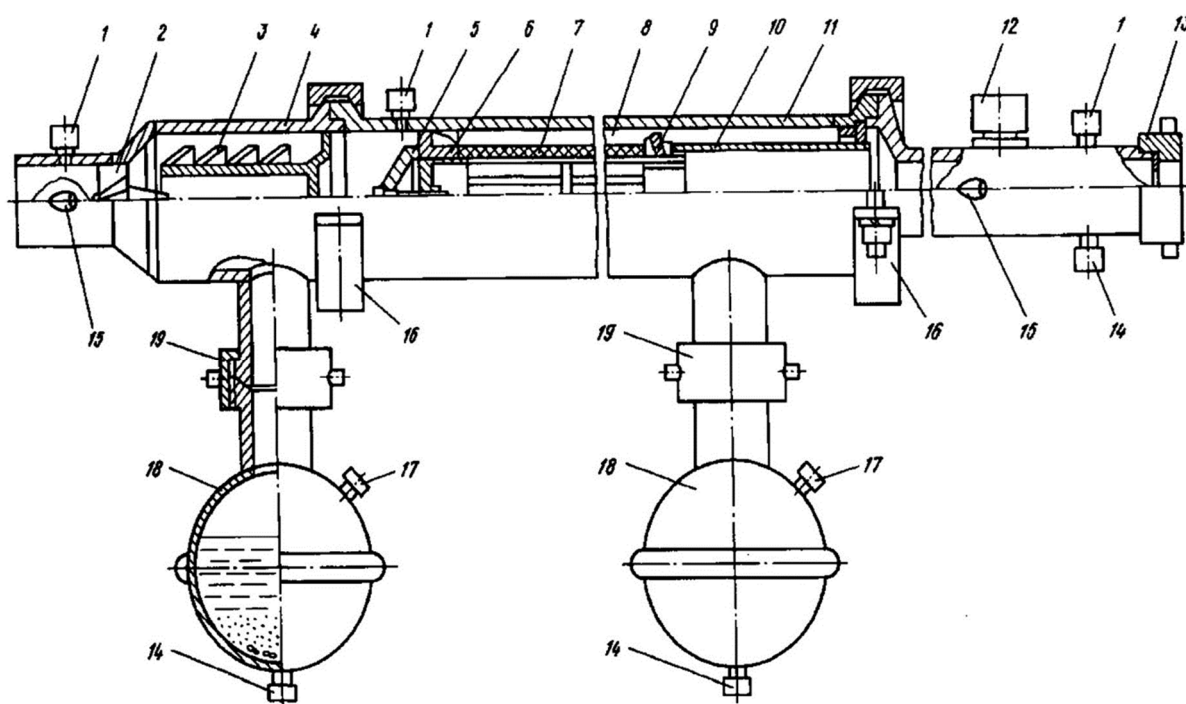


Рисунок 1 – Общий вид коллектора «Надым-1»:

- 1 – штуцера для замера давления; 2, 6 – центробежные завихрители; 3 – отбойник; 4, 11 – корпуса;
 5 – обтекатель; 7 – фильтрующий элемент; 8 – кольцевая камера; 9 – отбойник примесей;
 10 – каркас фильтрующего элемента; 12 – заглушка; 13 – ДИКТ; 14 – вентиль; 15 – термокарман;
 16 – полухомут; 17 – штуцера для уравнильных трубок; 18 – контейнер; 19 – гайка накидная

Установки представляют собой устьевые малогабаритные быстроразъемные устройства, состоящие из трёх основных функциональных элементов: сепаратора, очищающего продукцию от механических примесей и жидкости; расходомера и ёмкостей для сбора отсепарированных твёрдых и жидких примесей.

Сепаратор состоит из блоков первой и второй ступени сепарации. В блоке первой ступени поток продукции скважины с помощью прямоточно-центробежного завихрителя приобретает поступательно-вращательный характер, твёрдые и жидкие частицы центробежными силами отбрасываются к стенкам корпуса, задерживаются прямоточным отбойником и скапливаются в нижней части блока, откуда попадают в контейнер. Более тонкая очистка добываемого газа происходит во второй ступени сепарации. Здесь газ, обтекая

фильтропакет, с помощью завихрителя второй ступени дополнительно закручивается и, проходя сквозь фильтр и хвостовик каркаса фильтра, попадает в расходомер. Примеси, задержанные во второй ступени сепарации, накапливаются в контейнере.

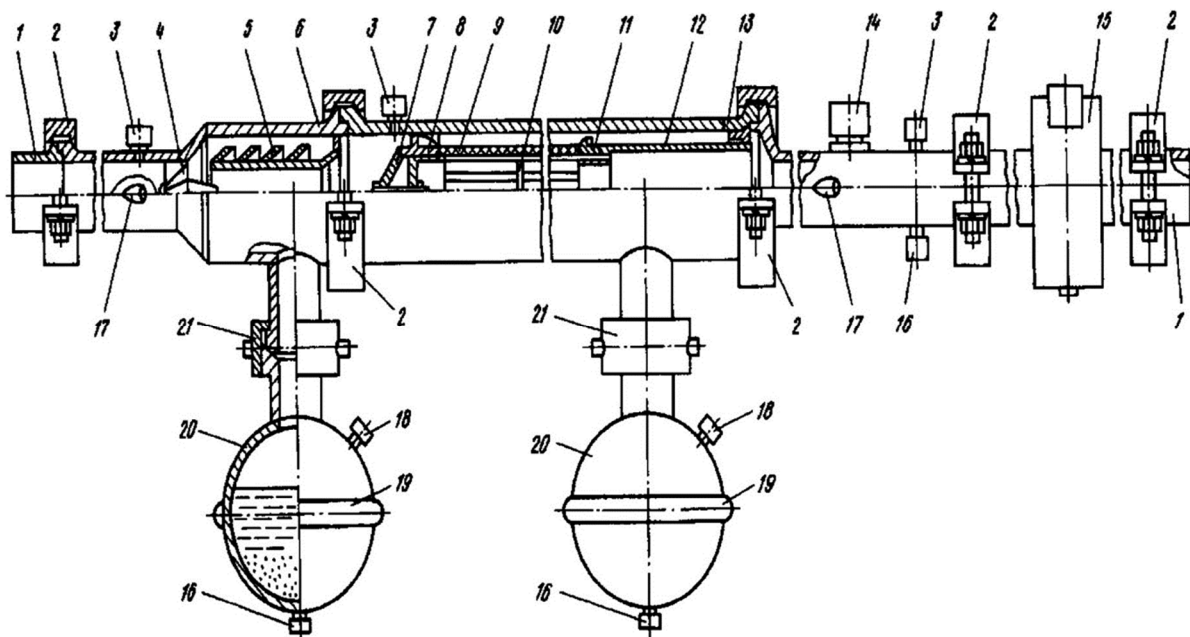


Рисунок 2 – Общий вид коллектора «Надым-2»:

- 1 – фланец; 2, 13 – УСБ-100 для измерения расхода газовой смеси и сухого газа; 3, 8 – завихрители;
- 4, 9 – кольцевые камеры; 5 – отбойник; 6 – ниппель; 7 – контейнер; 10 – корпус;
- 11 – фильтр ФЭП-120-94-250/20; 12 – каркас фильтропакета; 14 – гнездо ПОУ-1-100; 15–18 – штуцера:
- 15, 16 – для замера давления; 17, 18 – уравнильный патрубок; 19 – термокарман;
- 20 – приварыш; 21 – полухомут

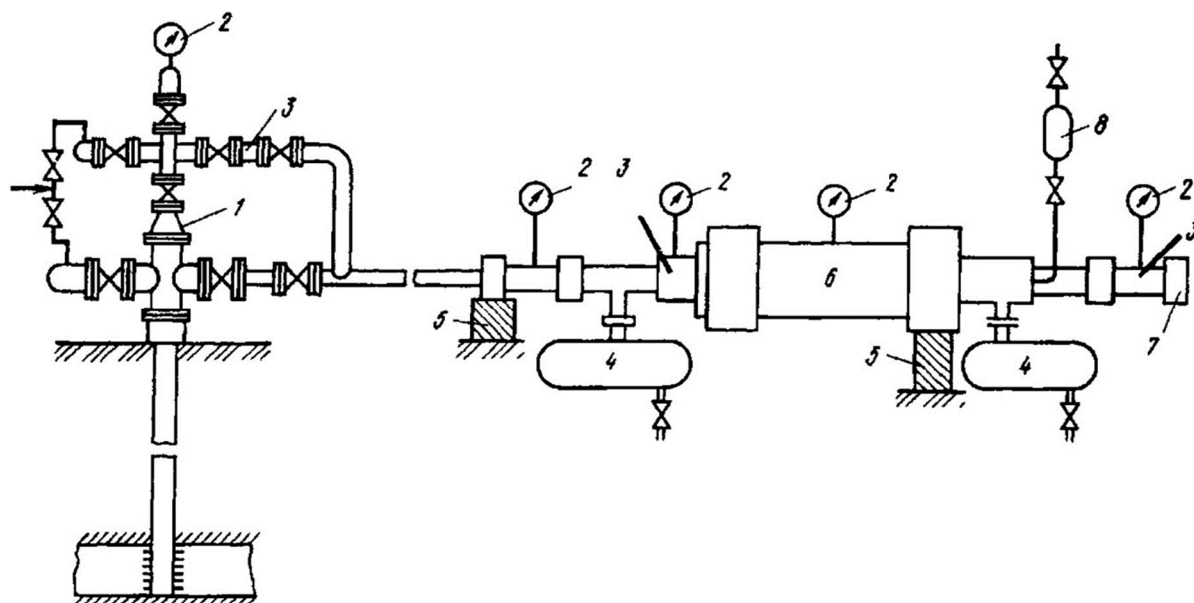


Рисунок 3 – Схема обвязки скважины при исследовании с применением коллектора «Надым»:

- 1 – фонтанная арматура; 2 – манометры; 3 – термометры; 4 – ёмкости для жидких и твёрдых примесей;
- 5 – опоры; 6 – коллектор «Надым»; 7 – измеритель расхода газа;
- 8 – контейнер пробоотборного устройства

В качестве фильтров используется набор фторопластовых фильтрующих цилиндров, склеенных между собой по торцу, надетых на каркас фильтропакета и прижатых к хвостовику каркаса обтекателем. Для предотвращения поворачивания фильтропакета хвостовик соединяется с корпусом блока с помощью специального штифта.

Фторопластовые фильтроэлементы типа ФЭП 120-94-250/20 либо ФЭП 152-94-250 выпускаются серийно в соответствии с ТУ 84-835-79. Они практически полностью задерживают жидкость и твёрдые частицы размером более 20 мкм, при этом перепад давления на фильтропакете не превышает 0,05 МПа.

В установке «Надым-1» расходомером служит диафрагменный измеритель критического течения, в установке «Надым-2» – диафрагменное устройство (сужающее быстросъёмное) УСБ-100-16, ОХЛ2, ТУ 51-72-81.

Контейнеры представляют собой цилиндрические емкости диаметром 219 мм (наружный), соединяемые вручную с блоками сепарации специальными разъёмами и снабжённые транспортировочными скобами для переноски.

На каждом режиме производится отбор проб механических примесей и жидкости в мерные сосуды и контейнеры. Пробы, полученные в результате исследования на каждом режиме, направляются на гидрогеохимический, гранулометрический и минералогический анализы, результаты которых используются при выборе и контроле технологических режимов работы скважин в комплексе с данными промыслово-геофизических исследований.

После отбора проб в УСБ-100 заменяют диафрагмы, контейнеры промываются технической водой, присоединяются к коллектору и исследования продолжают на следующем режиме.

Исследование скважин с использованием диафрагменного измерителя критического течения

Вначале составляют подробную программу исследований, подготавливают соответствующие приборы и оборудование и монтируют их на скважине (рис. 4). Количество твёрдых примесей определяют с помощью породоуловителя.

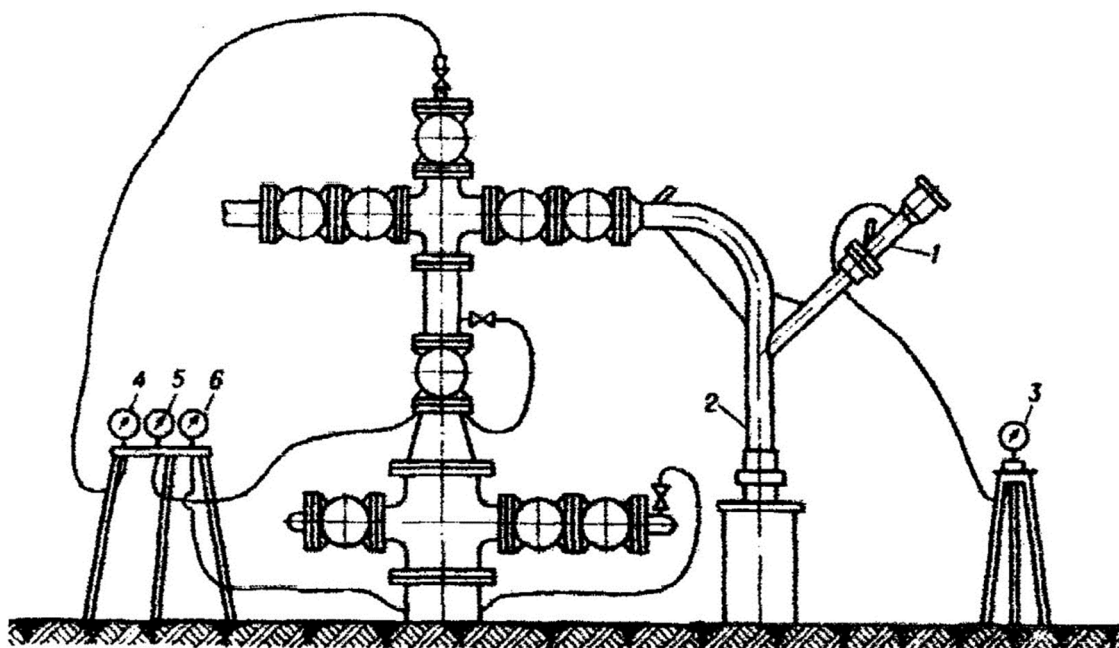


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования и приборов при исследовании диафрагменным измерителем критического течения: 1 – диафрагменный измеритель; 2 – породоуловитель; 3–6 – манометры

Для очистки забоя от жидкости или твёрдых частиц перед исследованием скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на головке и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при исследовании. В процессе продувки следует учитывать, что при высоких дебитах газа из пласта могут выноситься в значительном количестве твёрдые частицы, что является причиной разъедания оборудования, образования пробки на забое, а при наличии подошвенной или контурной воды – прорыва водяного конуса или языка в скважину.

В процессе исследования скважины методом установившихся отборов для каждого режима измеряются дебит газа, температура и давление на головке и в затрубном пространстве. Для обычных исследований параметры замеряют не менее чем на шести режимах.

Исследования проводят, переходя от меньших дебитов к большим, кроме того, две-три контрольные точки снимают в обратном порядке – от больших дебитов к меньшим.

Давление и дебит измеряют непрерывно, начиная с момента пуска скважины до их стабилизации на данном режиме работы. Значения их, используемые для обработки результатов исследований с целью построения индикаторной кривой, определяют при условии практически полной стабилизации давления.

Для точного определения дебита газа и измерения количества и состава жидкости и твёрдых частиц, выносимых в процессе исследования скважины на различных режимах, перед прибором устанавливают породоуловитель или сепараторы, конструкции которых выбирают с учётом условий работы скважины.

В процессе исследования газоконденсатных скважин для установления количества выпадающего конденсата при различных давлениях и температурах рекомендуется применять специальную передвижную сепарационную установку, позволяющую точно определить количество жидкости, выделяющейся при различных режимах работ.

Для контроля за качеством получаемых данных в процессе исследования проводят первичную их обработку непосредственно на скважине. При значительном разбросе точек или аномальном виде индикаторной кривой испытания повторяют.

Приборы, применяемые для глубинных исследований скважин

Для точного определения абсолютных значений давлений и температур и ряда других параметров в простаивающей или работающей скважине применяют глубинные приборы, которые могут устанавливаться в любой точке скважины. Глубинные приборы спускаются в скважину с помощью специальных лебедок на проволоке, кабеле или же с колонной труб, специальным инструментом. В зависимости от способа регистрации показаний эти приборы подразделяются на – автономные, показания регистрируются в самом глубинном приборе; дистанционные, показания передаются на дневную поверхность и регистрируются вторичными приборами.

Глубинные манометры и дифференциальные манометры

По принципу действия глубинные приборы для регистрации давления подразделяются на следующие группы:

1) пружинные, в которых упругим чувствительным элементом, воспринимающим давление, служит многовитковая трубчатая (геликсная) пружина. Это так называемые геликсные глубинные манометры;

2) пружинно-поршневые, в которых элементом, воспринимающим давление служит уплотнённый поршень, соединённый с винтовой цилиндрической пружиной растяжения. Различают пружинно-поршневые манометры с вращающим и не вращающим поршнями;

3) пневматические, в основе которых лежит принцип уравнивания измеряемого давления сжатого газа, заполняющего измерительную камеру прибора. Это так называемые глубинные дифференциальные манометры, регистрирующие приращение давления от какого-то его начального давления.

Техническая характеристика геликсных манометров приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Технические данные геликсных глубинных манометров

Показатель	МГГ-63/250	МГН-2
1	2	3
Пределы измерения давления, МПа	6,3; 16,0; 25,0	10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 60,0; 80,0; 100,0
Максимальная рабочая температура, °С	100	160–250
Приведённая погрешность, %	±0,50	±(0,25–0,40)
Порог чувствительности, МПа	0,012–0,050	0,010–0,200
Длина записи давления, мм	50	50

Окончание таблицы 3

1	2	3
Габариты, мм:		
длина	1385	1500–1800
диаметр	36	32–36
Масса, кг	8,0	10,0

Рассмотрим общий принцип действия указанные типов глубинных манометров. Рассмотрим конструктивные особенности манометра МГН-2 с автономной регистрацией показаний давления. Конструкция манометра приведена на рисунке 5(а).

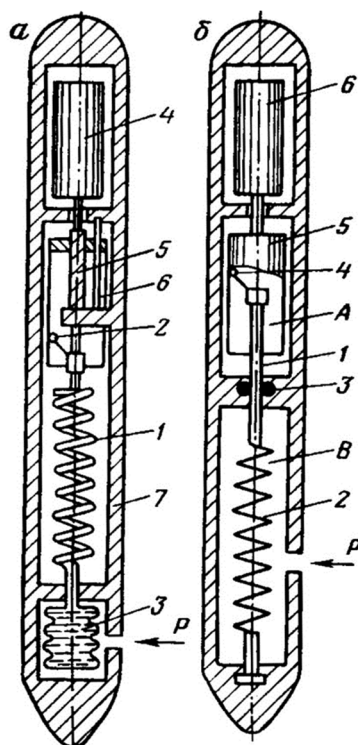


Рисунок 5 – Принципиальные схемы глубинных манометров геликсного (а) и поршневого (б) типов: условные обозначения для рисунка 5(а):

1 – геликсная пустотелая пружина; 2 – перо; 3 – сиффон; 4 – часовой механизм; 5 – ходовой винт; 6 – регистрирующая каретка; 7 – корпус;

условные обозначения для рисунка 5(б):
1 – шток-поршень; 2 – пружина; 3 – сальник; 4 – перо; 5 – стакан-каретка; 6 – часовой механизм

Чувствительным элементом в этом типе манометров служит многovitковая пустотелая плоская пружина-геликс 1, заполненная под вакуумом легким маслом. При воздействии давлением внутри пружины, каждый виток в ней, разворачивает на некоторый угол вокруг вертикальной оси. Последний виток заглушен, и он поворачивается на угол, равный сумме углов всех витков. На нём же закреплено царапающее перо 2, угол поворота которого пропорционален давлению. Нижний конец геликсной пружины сообщён с сифоном 3 заполненным маслом и выполняющего роль разделителя жидкостей. Регистрация давления осуществляется с помощью следующих элементов прибора – часовой механизм 4 приводит во вращательное движение ходовой винт 5, который сообщает регистрирующей каретке 6 равномерное поступательное движение. В этой связи вертикальное перемещение каретки пропорционально времени, истекшему с момента пуска часового механизма на поверхности перед герметизацией прибора. Внутри корпуса 7 сохраняется атмосферное давление. В камере, в которой помещён сиффон, имеется отверстие для сообщения с окружающей средой. В нижней части глубинного прибора размещается максимальный термометр для регистрации тем-

пературы на забое скважины и последующего внесения температурных поправок в показания манометра. На внутренней стороне каретки-стакана укладывается бланк, на котором перо оставляет след. Перо пишет дугу пропорциональную давлению, при непрерывно перемещающейся каретке. Запись ведётся в координатах «давление – время». Расшифровка записей осуществляется на компараторе.

Рассмотрим конструктивные особенности манометра МГП-3М с автономной регистрацией показаний давления. Конструкция прибора приведена на рисунке 5(б) В манометре данного типа, чувствительным элементом служит шток-поршень 1, растянутый пружиной 2. Шток 1 проходит через сальник 3, разделяющий две камеры. В верхней камере А – атмосферное давление, а нижней камере В – давление внешней среды. Разность давлений в камерах действует на сечение поршня-штока 1, которой при своём перемещении растягивает пружину. В камере А находится перо 4, вычерчивающие на бумажном бланке вертикальную линию, равную по величине перемещения штока, и пропорциональную давлению в камере В. Бланк крепится в стакане-каретке 5, которая приводится в во вращение часовым механизмом 6. Камера В заполняется обычно маслом и отделена от скважинной жидкости (газа) сифоном.

В таблице 4 приведена техническая характеристика глубинно-поршневых манометров.

Таблица 4 – Технические данные глубинных пружинно-поршневых манометров

Наименование	МГП-3М	МГМ-4	МГН-1
Пределы измерения давления, МПа	2,5–25,0 4,0–40,0	0,1–5,0 0,5–12,0 1,0–18,0 1,0–25,0	0,2–4,0 0,3–6,0 0,4–8,0 8,0–16,0 1,0–20,0 1,2–25,0 1,5–30,0
Максимальная рабочая температура, °С	130	60	100
Приведённая погрешность, %	±1,50	±0,50	0,10–0,25
Порог чувствительности, МПа	0,120–0,200	0,0006–0,040	0,004–0,030
Ход поршня	–	100	–
Габариты, мм:			
длина	1658	1460	1800
диаметр	32	25	32
Масса, кг	7,0	2,9	15,0

Наибольшее распространение из глубинных приборов третьего типа получил глубинный дифманометр марки ДГМ-4М. Глубинные дифференциальные манометры обеспечивают наиболее точное измерение давления в скважине, начиная с заданной величины, зависящей от давления зарядки измерительной камеры в приборе. Принципиальная схема дифференциального манометра ДГМ-4 приведена на рисунке 6.

Дифференциальный манометр состоит из двух секций – верхней и нижней, разделённых между собой поршнем с резиновой манжетой. В верхней секции расположен часовой механизм 3 вращающий барабан 4 при помощи водильца, которое установлено таким образом, что барабан вращается с некоторым опозданием.

Время запаздывания составляет порядка 1–2 часа (это время необходимо для подготовки прибора к измерениям, спуску в скважину и термостатированию в ней). Каретка с пишущим пером 5 с помощью штанги 6 жёстко соединена с поршнем 7, на котором находится разгруженная самоуплотняющаяся манжета 9. Для уменьшения трения, стенки цилиндра 10 периодически смазывают авиационным маслом. В случае превышения пределов измерения прибора (с целью предотвращения возникновения значительных перепадов на поршень) в поршне 7 смонтирован клапан 8. Клапан 8 открывается в крайних верхнем и нижнем положениях каретки 5, чем обеспечивает сообщение обеих камер измерительного прибора. В верхнем положении он открывается

под действием перепада давлений, а нижнем упором о трубку 11. Сообщение между камерами необходимо и при проведении работ по подъёму прибора (поршень в этом случае находится в нижнем положении).

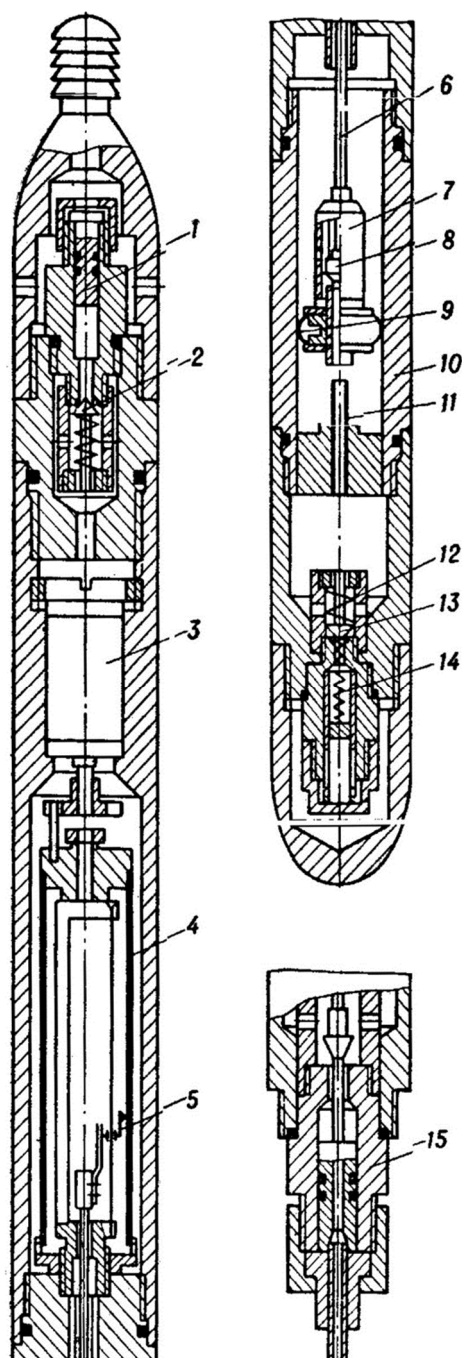


Рисунок 6 – Глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4:

1, 2, 8, 13 – клапана; 3 – часовой механизм; 4 – барабан; 5 – каретка с пишущим пером; 6 – штанга;
7 – поршень; 9 – самоуплотняющаяся манжета; 10 – цилиндр; 11 – ограничительная трубка;
12, 14 – пружины; 15 – втулка

В верхней и нижней камерах смонтированы клапана 2 и 13 для заполнения прибора сжатым воздухом. Клапан 13 снабжён двумя пружинами 12 и 14. Пружина 14 (более сильная) открывает клапан при давлении в скважине меньшем на 0,04–0,05 МПа давления зарядки прибора. После открытия клапана давление в нижней камере становится равным давлению в скважине, и клапан, отжимаемый нижней пружиной, остаётся открытым. Исходя из вышесказанного, глубинный дифференциальный манометр может регистрировать как нарастание, так и уменьшение давления в скважине.

Номинальное давление зарядки прибора сжатым газом определяется из выражения следующего вида:

$$P_{зар} = \frac{P_{скв} \cdot T_{зар}}{T_{скв}} + 0,5 \text{ (МПа)}, \quad (6)$$

где $P_{скв}$ и $T_{скв}$ – давление и температура в скважине на заданной глубине, измеренные предварительно с помощью глубинных манометров и термометров; $T_{зар}$ – температура в ёмкости с водой, где находится глубинный дифманометр в процессе при его зарядке в ходе термостатирования и проверки герметичности резьбовых соединений корпуса.

Глубинный дифференциальный манометр опускают в скважину со скоростью не более 2 м/с, время термостатирования на глубине замера 20–25 мин.

Устройства для измерения расхода природного газа

Для определения расхода (дебита) природного газа в промышленной практике используются расходомеры переменного перепада давления. Принцип действия данных устройств основывается на измерении перепада давления, создаваемого вследствие протекания жидкого или газообразного вещества через сужающее устройство, установленное в трубе. Течение газа или жидкости через сужающее устройство, ведет к переходу части потенциальной энергии давления в кинетическую, при этом средняя скорость движущегося потока в месте сужения значительно повышается. В этой связи статическое давление после сужающего устройства становится меньше, чем перед ним. Получаемая при этом разность давлений зависит от расхода и служит мерой расхода.

В основе этих устройств используются три базовых элемента:

- сужающее устройство, устанавливаемое внутри трубопровода, которое создаёт перепад давления, зависящий от расхода потока;
- дифференциальный манометр, измеряющий перепад давления, не градуированный в единицах расхода;
- соединительные трубки, передающие перепад давления от сужающего устройства к дифференциальному манометру.

Уравнения объёмного расхода сжимаемого вещества протекающего через сужающее устройство выглядят следующим образом:

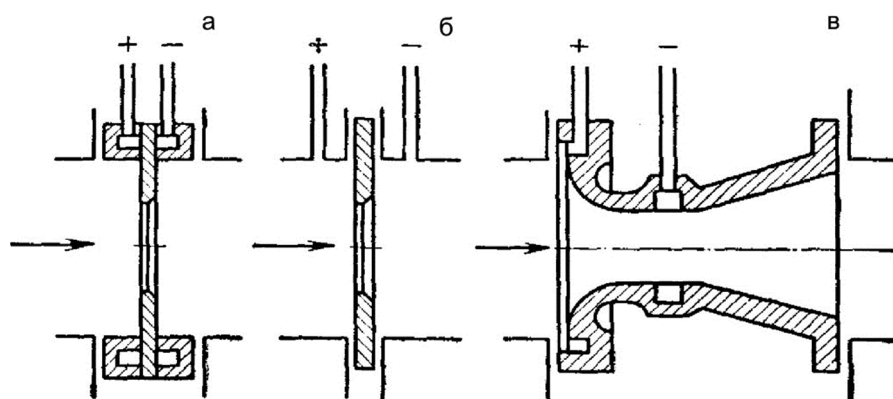
$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho} \cdot \Delta P}; \quad (7)$$

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot D^2 \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho} \cdot \Delta P}, \quad (8)$$

где α – коэффициент расхода сужающего устройства, зависящий от типа, модуля этого устройства и числа Re; ε – поправочный множитель на расширение измеряемого вещества; d – диаметр отверстия сужающего устройства, м; D – внутренний диаметр трубопровода перед сужающим устройством, м; $m = \frac{d^2}{D^2}$ – модуль сужающего устройства (степень сужения сечения или относительная площадь); ρ – плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м³; ΔP – перепад давления в сужающем устройстве, Па.

Уравнения (7) и (8) для определения расхода справедливы в случае, когда скорость потока меньше критической (скорости звука в измеряемой среде). Абсолютное давление измеряемой среды равно сумме избыточного и барометрического давлений. Плотность вещества измеряется непосредственно, либо расчётными методами с учётом давления и температуры перед сужающим устройством.

В качестве сужающих устройств в промышленной практике применяют диафрагмы, сопла и сопла Вентури. Общий вид сужающих устройств приведён на рисунке 7.


Рисунок 7 – Ссужающие устройства:

а – камерная диафрагма; б – бескамерная диафрагма; в – сопло и сопло Вентури

Диафрагма имеет вид тонкого металлического диска с круглым отверстием с острой кромкой со стороны входа потока, а с другой стороны фаску, выполненную под углом 30–45°. Диафрагмы выпускаются в двух модификациях:

1) камерная диафрагма, располагается между двумя кольцевыми камерами, которые сообщаются с внутренней полостью трубопровода щелью или группой равномерно распределённых по окружности отверстий; такое расположение камер обеспечивает равномерное распределение давления до и после диафрагмы;

2) бескамерная диафрагма, располагается между фланцами трубопровода, замер перепада давления осуществляют через отдельные цилиндрические отверстия.

Диафрагмы устанавливаются на трубопроводах диаметром не менее 50 мм при условии, чтобы модуль ссужающего устройства был в диапазоне $0,05 \leq m \leq 0,70$. Толщина диска диафрагмы составляет $0,1 \cdot D$. На газопроводах с диаметром труб в пределах от 125 до 250 мм устанавливаются диски диафрагм толщиной 3 мм, а на газопроводах с диаметром трубы 250 мм – толщиной 6 мм. Бескамерные диафрагмы устанавливаются на газопроводах с рабочим давлением не более 2,5 МПа (ограничение применения по давлению фланцев с гладкими полями).

Для обеспечения минимальных потерь напора в газопроводе в качестве ссужающих устройств используют сопла и сопла Вентури. Первые применяются на газопроводах с диаметром трубы не менее 50 мм при условии, чтобы модуль ссужающего устройства был в диапазоне $0,05 \leq m \leq 0,65$, сопло Вентури используется при условии, что $0,05 \leq m \leq 0,60$.

Расчёт газа жидкостными показывающими дифференциальными манометрами, оборудованными стандартной диафрагмой производят по формуле следующего вида:

$$Q = 83,54 \cdot 10^6 \cdot K_t \cdot K_1 \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{P_{pm} \cdot H_{pm}}{T \cdot z \cdot \bar{\rho}}}, \quad (9)$$

где K_t – поправочный коэффициент на тепловое расширение материала диафрагмы (для существующих температурных условий $K_t = 1$); K_1 – поправочный множитель на неостроту входной кромки диафрагмы (при диаметре более 300 мм $K_1 = 1$); P_{pm} – абсолютное статистическое давление перед диафрагмой, Па; H_{pm} – измеренный перепад давления, Па; T – абсолютная температура, К; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа.

При измерении расходов газа при скоростях его истечения равной или большей критической, используется устройство, называемое диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ). В основе принципа измерения расхода лежит установленный факт, что с увеличением перепада давления ΔP рост расхода наблюдается только до тех пор, пока соотношение $\xi = \frac{P_2}{P_1}$ не достигнет критического значения $\xi_{кр}$, при котором с дальнейшим уменьшением его расход через отверстие стандартной диафрагмы не изменяется.

Критическое значение $\xi_{кр}$ определяют из выражения следующего вида:

$$\xi_{кр} = \left(\frac{2}{\chi + 1} \right)^{\frac{\chi}{\chi - 1}}, \quad (10)$$

где $\chi = \frac{C_p}{C_v}$ – показатель адиабаты; C_p и C_v – теплоёмкости газа при постоянном давлении и постоянном объёме.

В таблице 5 приведены значения $\xi_{кр}$ для различных газов.

Таблица 5 – Критические значения соотношений давлений до и после диафрагмы для различных газов

Газ	Воздух	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Природный газ
$\xi_{кр}$	0,528	0,550	0,567	0,573	0,577	0,560

Определение расхода газа ДИКТом производится только при соблюдении условия $\xi_{кр} \leq 0,500$.

На рисунке 8 приведены конструкции ДИКТ диаметром 50 и 100 мм.

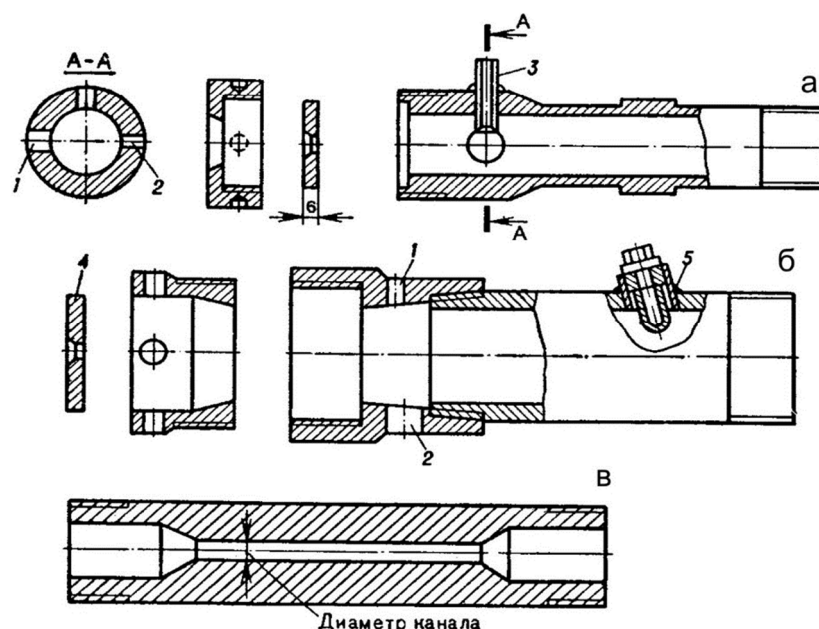


Рисунок 8 – Принципиальная схема ДИКТа:

а – диаметр ДИКТа 50 мм; б – диаметр ДИКТа 100 мм; в – штуцер;
1 – отверстие для манометра; 2 – отверстие для продувочного вентиля;
3 – термометрический стакан; 4 – диафрагма

Первая конструкция ДИКТа представляет собой цилиндр длиной 305 мм, на одном конце которого нарезана стандартная резьба под прижимную гайку. Между диафрагмой и торцевой поверхностью устанавливается прокладка, и далее они с помощью прижимной гайки стягиваются с цилиндром. В термостакане 3 устанавливается термометр. При использовании диафрагм малого диаметра для снижения давления применяют ниппель с вентилем, а в случае определения расхода газа содержащего механические примеси – специальный штуцер (рис. 8 (в)).

Расчёт дебита газа производят по формуле следующего вида:

$$Q = \frac{10 \cdot C \cdot P}{\sqrt{T \cdot \rho \cdot z}}, \quad (11)$$

где Q – дебит природного газа, приведённый к температуре 20 °С и давлению 0,1013 МПа, тыс. м³/сут.; C – коэффициент расхода, зависящий от диаметра отверстия диафрагмы и диаметра прибора; P , T – давление и температура газа перед диафрагмой.

Коэффициент C является величиной постоянной для данной диафрагмы и не зависит от давления и температуры. В таблице 6 приведены значения коэффициента C для различных значений диаметра диафрагмы.

Таблица 6 – Значения коэффициента C для измерения дебита сухого газа

Диаметр отверстия диафрагмы или штуцера, мм	Измеритель		Диаметр отверстия диафрагмы или штуцера, мм	Измеритель	
	100-мм ДИКТ	50-мм ДИКТ		100-мм ДИКТ	50-мм ДИКТ
1,59	–	0,456	22,19	90,955	92,480
2,38	–	1,003	25,40	118,493	121,603
3,17	–	1,883	28,57	149,260	155,718
4,77	–	4,326	31,75	184,201	196,591
5,39	–	5,771	34,91	221,886	241,530
6,35	7,450	7,731	38,10	264,440	299,596
7,95	–	11,891	44,45	362,206	–
9,51	16,747	16,917	50,80	477,201	–
11,13	–	24,245	57,15	611,750	–
12,70	29,959	30,438	63,50	767,229	–
15,85	46,673	46,046	69,85	949,917	–
19,05	66,886	67,244	76,20	1167,288	–

Определение параметров призабойной зоны пласта по данным исследования

Цель расчёта: определить дебиты скважины на всех режимах, коэффициенты фильтрационного сопротивления и проницаемость призабойной зоны скважины № 2101 Ямбургского газоконденсатного месторождения.

Данные для расчёта приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные

№ скважины	№ режима	$T_{пл}$, °К	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	L , м	R_k , м	$r_{скв}$, м	μ , Па·с	h , м
2101	1	386	4,373	3,649	1050	460	0,22	$4 \cdot 10^{-5}$	125
	2			3,391					
	3			3,195					
	4			2,968					
	5			2,764					

Порядок расчёта:

1. Из уравнения движения газа в колонне НКТ (формула 11) определим дебиты газа на каждом режиме.

$$P_{уст}^2 = P_{заб}^2 - \frac{\theta_g \cdot Q^2}{e^{2 \cdot S}}, \quad (12)$$

где $P_{уст}$ – устьевое давление на скважине; $P_{заб}$ – забойное давление в скважине; $e^{2 \cdot S}$ – параметр, учитывающий массу столба газа в НКТ; S – безразмерный параметр, определяемый по формуле:

$$S = \frac{0.03415 \cdot \bar{p} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}, \quad (13)$$

где L – длина фонтанных труб от устья до башмака; z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа, рассчитываемый при условиях:

$$P_{cp} = \frac{P_{ycm} + P_{заб}}{2} \quad (14)$$

и

$$T_{cp} = \frac{T_{ycm} + T_{скв}}{\ln\left(\frac{T_{скв}}{T_{ycm}}\right)}. \quad (15)$$

$\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; θ_e – параметр, учитывающий гидравлические потери при движении газа в НКТ и определяемый по формуле:

$$\theta_e = \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2 \cdot S} - 1)}{d_{вн}^5}, \quad (16)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб; $d_{вн}$ – внутренний диаметр фонтанных труб.

Так как исследования проводились с выпуском газа в атмосферу, то $P_{ycm} = 0,1$ МПа. Отсюда дебит равен:

$$Q = \sqrt{\frac{P_{заб}^2 - P_{ycm}^2 \cdot e^{2 \cdot S} \cdot d_{вн}^5}{1,377 \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2 \cdot S} - 1)}}. \quad (17)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта дебита скважины № 2101 на пяти режимах

№ режима	$\bar{\rho}$	Z_{cp}	T_{cp} , °K	P_{cp} , МПа	λ	d_e , м	Q, тыс. м ³ /сут.
1	0,72	0,83	300	3,549	0,0023	0,168	240,42
2				3,291			286,85
3				3,095			316,3
4				2,868			331,63
5				2,664			349,9

2. Построим график зависимости ΔP^2 от Q. Определим недостающие данные (табл. 9).

Таблица 9 – Данные для построения графика зависимости ΔP^2 от Q

Исходные данные			Расчётные данные		
$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	Q, тыс. м ³ /сут.	$P_{пл}^2$, МПа	$P_{заб}^2$, МПа	ΔP^2 , МПа ²
4,373	3,649	240,42	19,123	13,315	5,808
	3,391	286,85		11,499	7,624
	3,195	316,3		10,21	8,913
	2,968	331,63		8,81	10,313
	2,764	349,9		7,64	11,483

Как видно из рисунка 9, график не проходит через начало координат. Если индикаторная кривая не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют один или несколько параметров, связывающих ΔP^2 с дебитом скважины Q. Причём одна часть этих параметров должна быть измерена, а другая – определена.

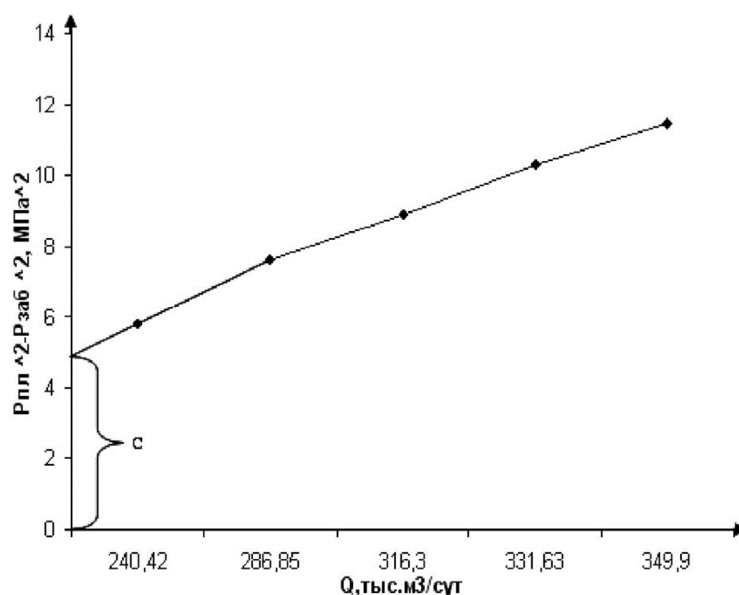


Рисунок 9 – График зависимости ΔP^2 от Q ($C = 4,89 \text{ МПа}^2$)

К измеряемым параметрам относятся пластовое и забойное давления и дебиты скважины на различных режимах. Фактором, искажающим форму индикаторной кривой, прежде всего, являются ошибки, допускаемые при измерении (определении) пластового и забойного давлений и дебита. Если проведено глубинное измерение с местной регистрацией, то на погрешность манометра накладывается и погрешность расшифровки диаграммы. В данном случае не рассматриваются неточности пластового и забойного давлений и дебитов на различных режимах, вызванные недодоставлением давления или недостабилизацией давления и дебита. Учитываются лишь погрешности, допущенные при измерении пластового и забойного давлений.

Таким образом, чтоб определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений необходимо учесть факторы, искажающие форму индикаторной кривой. Для этого необходимо построить зависимость $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q , где C равно отрезку, отсечённому на оси ΔP^2 .

3. Определим коэффициенты фильтрационного сопротивления, построив график зависимости $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q .

Определим недостающие данные (табл. 10).

Таблица 10 – Данные для построения графика зависимости $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q

Q , тыс. м³/сут.	ΔP^2 , МПа²	C , МПа²	$\Delta P^2 - C$, МПа²	$\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$, МПа² / тыс. м³/сут.
240,42	5,808	4,89	0,918	0,0057
286,85	7,624		2,734	0,0095
316,3	8,913		4,023	0,0127
331,63	10,313		5,423	0,016
349,9	11,483		6,593	0,0188

Таким образом, уравнение притока газа к забою скважины № 2101 Ямбургского газоконденсатного месторождения, представляется в виде:

$$(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) - 4,89 = 0,0038 \cdot Q + 0,00077 \cdot Q^2.$$

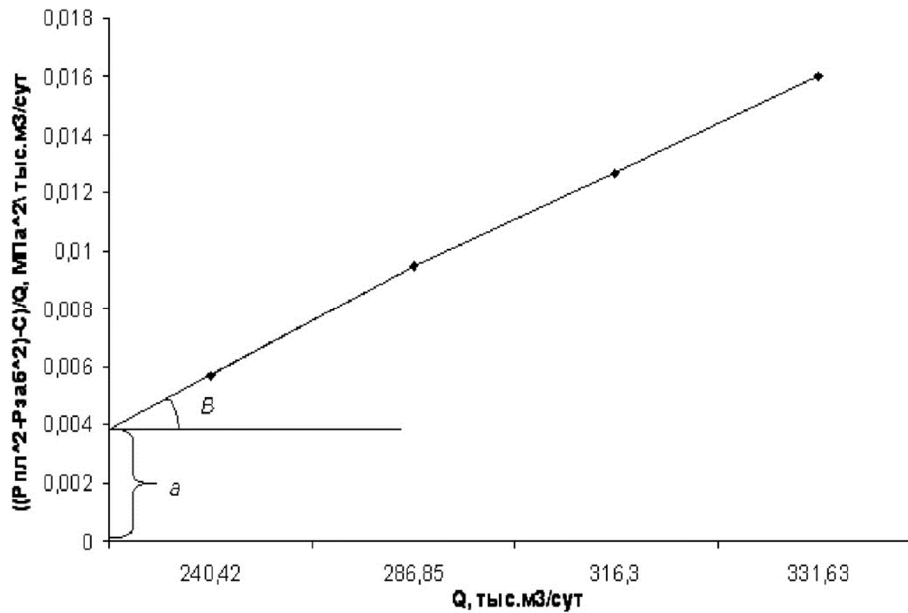


Рисунок 10 – График зависимости $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q : $a = 0,0038 \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут.}}$; $b = \text{tg}B = 0,00077$

4. Определим проницаемость призабойной зоны пласта скважины № 2101 Ямбургского газоконденсатного месторождения по формуле:

$$k = \frac{\mu_e \cdot z \cdot P_{cm} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot a' \cdot h \cdot T_{cm}} \cdot \lg \left(\frac{R_k}{r_c} \right) =$$

$$= \frac{4,63 \cdot 10^{-16} \cdot 0,103 \cdot 386}{3,14 \cdot 0,018 \cdot 0,125 \cdot 293} \cdot 3,32 = 2,95 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2, \quad (18)$$

где $a' = a + \frac{C}{Q_{\max}} = 0,0038 + \frac{4,89}{349,9} = 0,018 \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут.}}$;

$\mu_e = 4 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с} = 4,63 \cdot 10^{-16} \text{ МПа} \cdot \text{сут.}$; $h = 0,125 \text{ тыс. м}$;

$\lg \left(\frac{R_k}{r_c} \right) = \lg \left(\frac{460}{0,22} \right) = 3,32$.

Мероприятия по улучшению исследований скважин

Факторы, влияющие на качество параметров, определяемых по результатам исследования

Количество определяемых параметров пласта и скважин зависит от качества измеряемых параметров, методов и расчётных формул для пересчёта этих параметров применительно к забойным условиям, технологии проведения исследования и выбранной методики обработки полученных данных. Рассмотрим каждый из перечисленных факторов, влияющих на качество определяемых параметров. К ним относятся коэффициенты фильтрационного сопротивления a , b и зависимость между депрессией на пласт, дебитом скважин и количеством твёрдых и жидких примесей в составе добываемого газа. Как коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b , так и истинная взаимосвязь депрессии на пласт с дебитом газа зависят от качества измерения давления. Применяемые измерители давления на промысле полностью подходят для выполнения поставленной задачи, так как более совершенные и точные измерители давления на газовых скважинах практически не применяются. Погрешности, связанные с измерением давления (в том числе и дебита через известное давление на ДИКТе или дифманометре), связаны не с неточностью использованных на предприятии ма-

нометров, а с особенностью Ямбургского месторождения, заключающейся в том, что из-за высокой проницаемости пласта создаваемая депрессия на пласт весьма незначительна и часто сопоставима с классом точности измерителей давления. Поэтому даже незначительные ошибки в измерении давления на отдельных режимах работы скважины в процессе ее исследования могут нарушить зависимость между депрессией на пласт и дебитом, характерную для данных месторождений или отдельных участков этих месторождений.

Следующим фактором, влияющим на качество определяемых параметров пласта и скважин, является методика, используемая при пересчёте устьевых давлений, измеренных при различных режимах работы скважины, на забойные. Причём ошибки формул для пересчёта устьевого статического давления на пластовое и устьевых давлений на забойные несопоставимы. Это связано с тем, что точность барометрической формулы выше, чем формулы для определения забойного давления по подвижному потоку газа в фонтанных трубах. Точность последней обусловлена шероховатостью труб, наличием внутрискважинного оборудования (пакера, муфт, клапанов), наличием жидкости в потоке и её влиянием на коэффициент гидравлического сопротивления и т.д. Перечисленные параметры могут изменить величину истинного забойного давления, сопоставимую с создаваемой депрессией на пласт. Отсутствие точных расчётных формул, позволяющих учесть влияние перечисленных выше параметров на забойное давление, делает безуспешными попытки устранения влияния методов расчёта забойного давления на качество определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и на связь депрессии на пласт с дебитом.

Другим фактором, влияющим на качество определяемых по результатам исследования параметров, является технология проведения исследования. Так как основным способом определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и связи депрессии с дебитом газа являются исследования, проводимые при стационарных режимах фильтрации, эти исследования должны проводиться с соблюдением полной стабилизации дебитов и забойных давлений на различных режимах работы скважин и полного восстановления давления между режимами. Если эти условия не соблюдены, то необходимо использовать изохронный или экспресс-метод, отметив при этом в актах исследования способ и продолжительность испытания скважин.

Особое внимание следует обратить на результаты представленных исследований по установлению качественной связи между депрессией на пласт, дебитом газа и количеством жидких примесей на различных режимах. Ранее были приведены данные о продолжительности работы скважин на режимах как при стандартных, так и при специальных исследованиях. Эти данные не могут быть приняты в качестве времени, необходимого для стабилизации процессов разрушения призабойной зоны и выноса на поверхность продуктов разрушения на режимах, так как продолжительность 30 минут недостаточна для стабилизации количества твёрдых примесей при заданной депрессии.

Не менее важным фактором является и методика обработки результатов проведенных исследований. Как уже было отмечено, на предприятии «Ямбурггаздобыча» используется программа определения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b , дебитов скважин, методом наименьших квадратов. Однако этот метод в условиях небольших депрессий на пласт, приближённого сравнительно неточного определения забойных давлений, а также при ограниченном числе режимов достаточно часто даёт неверные результаты по коэффициентам a и b , физическая сущность которых противоречит законам природы о сопротивлениях, возникающих при движении жидкости и газа в пористой среде.

Изменения в методике проведения и обработки результатов газогидродинамических исследований

Из анализа исследований, проведённых на ЯГКМ, следует, что необходимо внести некоторые изменения в методику проведения и обработки результатов исследования газовых скважин.

Исследование газовых скважин делится на два этапа: первый сводится к проведению исследований на скважине и записи первичных результатов, т.е. давлений и

температур; второй заключается в обработке результатов. Как правило, между первым и вторым этапами обычно проходит большой промежуток времени. До окончательной обработки результатов вид индикаторной кривой неизвестен. Поэтому невозможно на скважине проверить и вовремя исправить допущенные при исследовании ошибки.

Как следует из анализа многочисленных промысловых испытаний, неточности и ошибки в исследованиях объясняются именно тем, что во время проведения опытов не обрабатываются их результаты и не исправляются полученные искаженные экспериментальные данные. Последующее повторение исследований после второго этапа часто сопряжено с трудностями. В разведочных скважинах иногда невозможно повторить исследования при переходе на вышележащий горизонт или консервации скважины. Во время проведения специальных исследований скважины по циклам их обработка непосредственно на скважине приобретает ещё большее значение.

Поэтому необходимо в процессе исследования непосредственно на скважине производить первичную обработку исходных данных, т.е. определять дебиты газа, пластовое и забойное давления, строить кривые стабилизации и нарастания давления, индикаторные кривые и анализировать их вид и т.д.

При обработке результатов обычно проводятся стандартные расчёты Q , $P_{пл}$, $P_{сг}$ и т.д. Для ускорения расчётов и возможности их проведения на скважинах можно использовать соответствующие графики и номограммы.

Работа по исследованию газовых скважин при стационарном режиме фильтрации ведутся в направлении:

а) совершенствования методов и аппаратуры для исследования скважин, чтобы получить полный комплекс данных (исследование при выпуске газа в газопровод, изучение влияния глинизации призабойной зоны пласта, создание передвижных установок, построение номограмм);

б) изучение влияния различных ошибок в определении давления и дебита на форму индикаторной кривой;

в) изучение притока газа к забою и связанных с этим ошибок, если уравнения пишутся для идеальных газов.

Исследования скважин с выпуском газа в газопровод

Выпуск газа в атмосферу при исследовании может быть допущен только в случае, если исследуемая скважина не подключена к газопроводу, и при наличии резких колебаний давления в газосборной сети в течение периода исследований скважин на данном – режиме работы скважины в случае некритического истечения газа на штуцере. Последнее, как показывает практика, встречается очень редко, т.е. большую часть скважин можно исследовать при направлении газа в газопровод. В этом случае:

а) более точно определяют параметры пласта, особенно при продолжительном периоде стабилизации забойного давления;

б) более правильно устанавливают технологический режим работы скважины, так как исследование может продолжаться более длительное время и имеется возможность в сепараторах точнее измерить количество жидких и твёрдых примесей на различных режимах работы, т.е. установить предельные дебиты и депрессии во время выноса породы и подтягивания конуса подошвенной воды;

в) выясняют условия гидратообразования и выбирают наиболее эффективную технологическую схему сепарации газа;

г) улучшаются условия испытания; отсутствуют шум и вибрация оборудования;

д) устраняются потери газа.

Исследуя скважины при поступлении газа в газопровод и обрабатывая по методике можно определить коэффициенты a и b и пластовое давление, не останавливая скважины. Это позволяет осуществить испытание всех эксплуатирующихся скважин одновременно, соответственно уменьшая и увеличивая дебиты отдельных скважин с таким расчётом, чтобы суммарный их дебит оставался неизменным.

Однако при исследовании с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым (после сепаратора) давлением должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя, по стволу скважины, а также потери в сепараторах.

раторе на всех 5–6 режимах, предусмотренных методикой исследований. В некоторых случаях, т.е. когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки, исследования с выпуском газа в газопровод встречаются определённые трудности. Это связано с тем, что небольшая разница между давлением в газопроводе и устьевым давлением после сепаратора ограничивает число режимов исследования. С целью обеспечения достаточно широкого диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключённой к газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

Порядок проведения испытания скважин с выпуском газа в газопровод методом установившихся отборов заключается в следующем.

Оценивается дебит исследуемой скважины по формулам:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot (B + \Theta) \cdot (P_{пл}^2 + P_{атм}^2 \cdot e^{2 \cdot S})}}{2 \cdot (B + \Theta)}; \quad (19)$$

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot (B + \Theta) \cdot (P_{пл}^2 - P_2^2 \cdot e^{2 \cdot S})}}{2 \cdot (B + \Theta)}. \quad (20)$$

Формула (19) показывает предельное значение дебита, обусловленное характеристикой пористой среды и конструкцией скважины, при испытании с выпуском газа в атмосферу.

Формула (20) показывает предельную производительность скважины при поддержании заданного после диафрагмы давления P_2 в системе сбора и транспорта газа.

Все данные из формул берутся из предыдущих исследований. Если скважина исследуется впервые, то дебит оценивается ориентировочно по данным соседних скважин, соответствующим по своим геолого-техническим параметрам исследуемой скважины, а также с учётом данных её продуктивности.

В зависимости от числа предполагаемых режимов полученный дебит скважины равномерно делится на число этих режимов так, чтобы режим с максимальным дебитом соответствовал 80 % максимума шкалы измерителя. Режимы, попадающие по дебиту ниже 30 % шкалы замера, должны быть исследованы другим дифманометром, максимум которого соответствует 30 % первого.

Если исследования проводятся одним из ускоренных методов, то один из режимов, на котором требуется полная стабилизация всех параметров, выбирается таким, чтобы исключались возможности накопления в стволе скважины жидкостной или песчаной пробки, а также влияние упругих свойств пласта и флюидов на характерную зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

Если дебит скважины значительно ниже, чем верхний предел номинальной работы дифманометра на высокую производительность, то исследование на всех либо на большинстве режимов проводится расходомером на низкую производительность.

Измерение давления до диафрагмы и перепада давления можно осуществить как самим дифманометром, так и отдельными образцовыми манометрами синхронно с измерением давлений на устье и забое скважины.

Необходимое давление после диафрагм определяется предварительно с учётом устьевого давления, длины шлейфа и давления сепарации или транспорта газа и устанавливается путем использования штуцеров или регулируемых задвижек.

Литература

1. Годовые отчёты по геологии и разработке Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой : ООО «Ямбурггаздобыча», 2012–2014.
2. Отчёт по геологии и разработке Ямбургского газоконденсатного месторождения за 2018 год. – Новый Уренгой : ООО «Газпром добыча Ямбург», 2018.
3. Алиев З.С., Хабибуллин Р.А., Панкин Н.А. Анализ результатов исследований газовых скважин Ямбургского ГКМ и Заполярного ГНКМ. – Казань : Издательство Казанского государственного технического университета, 1999. – 140 с.

4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений : учебное пособие / под общ. ред. проф. Ю.П. Коротаева. – М. : Недра, 1974. – 373 с.
7. Зотов Г.А., Тверковин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
14. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
15. Шальская С.В., Савенок О.В., Петрушин Е.О. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
16. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 57–60.
17. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 252–254.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
19. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин // 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. 275–278.
20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Международный научный журнал «Наука и Мир». – Волгоград : Издательство «Научное обозрение», 2015. – № 6 (22), 2015. – Т. 1. – С. 144–153.
21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 63–72.
22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Техническая характеристика скважин и оборудования для проведения гидродинамических исследований // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 73–83.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.

25. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
26. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
27. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамическое исследование газовых скважин и их применение на Южно-Луговском газовом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 24–44.
28. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
29. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
30. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
31. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
32. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // 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. 215–226.
33. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 173–180.
34. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 2. – С. 139–145.
35. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 2. – С. 162–173.
36. Султанова М.В., Гафуров А.И., Шарифутдинов Р.Ф. Термогидродинамические эффекты в многофазных средах // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 164–167.

References

1. Annual reports on geology and development of the Yamburg OGCF. – Novy Urengoy : Yamburggazdobycha LLC, 2012–2014.
2. Report on geology and development of the Yamburg gas condensate field for 2018. – Novy Urengoy : ООО Gazprom dobycha Yamburg, 2018.
3. Aliyev Z.S., Khabibullin R.A., Pankin N.A. Analysis of results of gas squares research of Yamburgskoye GCF and Zapolyarnoye GCF. – Kazan : Publishing House of Kazan State Technical University, 1999. – 140 p.
4. 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.
5. Gritsenko A.I. [et al]. Well Research Manual. – M. : Nauka, 1995. – 523 p.

6. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields : a textbook / under general editorship. prof. Yu.P. Korotaeva. – M. : Nedra, 1974. – 373 p.
7. Zotov G.A., Tverkovin S.M. Gas-hydrodynamic methods of gas wells research. – M. : Nedra, 1970. – 192 p.
8. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research at construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
13. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
14. Shagiev R.G. Well investigation by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
15. Shalskaya S.V., Savenok O.V., Petrushin E.O. Interpretation of hydrodynamic research results: methodological guidelines for practical classes in the discipline «Interpretation of hydrodynamic research results» for bachelor students of all forms of education and MIPPS direction of training 21.03.01 «Oil and gas business» (profile «Operation and maintenance of oil production facilities»). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.
16. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. (profile «Operation and maintenance of oil production facilities»). The influence of heterogeneity of the reservoir on the result-tatas of gas-hydrodynamic studies // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific 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. 2: Development of oil and gas fields. – P. 57–60.
17. Mamedova M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked reservoirs in unsteady mode // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 252–254.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 3. – P. 35–42.
19. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics study of horizontal wells // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of developing hydrocarbon and ore minerals deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
20. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic research of the gas and gas-condensate wells of the Orenburg oil-gas-condensate field // International scientific journal «Nauka i Mir». – Volgograd : Publishing house «Nauzhnoye Obozrenie», 2015. – № 6 (22), 2015. – Vol. 1. – P. 144–153.
21. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic methods of gas wells investigation at stationary filtration modes on the example of Yamburg gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 2. – P. 63–72.
22. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technical characteristics of wells and equipment for hydrodynamic research // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 2. – P. 73–83.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the modern technologies of interpretation of the hydrodynamic research results of the horizontal wells // Gornyi informational-analytical bulletin (scientific and technical journal). – M. : Gorniyaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a mathematical model of the pressure change in the process of a horizontal well investigation // Petroleum engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
25. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Determination of the formation liquid flow rate with account of the borehole axis deviation from the normal to the rock formation plane // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
26. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of the results of the horizontal well testing and analysis of the obtained data by the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum engineer. – 2015. – № 4. – P. 34–44.

27. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Hydrodynamic research of the gas wells and their application at Yuzhno-Lugovskoye gas field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 4. – P. 24–44.
28. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a technique for determination of the formation parameters according to the data of the horizontal well investigation and estimation of applicability of the radiated data // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
29. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the existing methods for determination of the formation parameters according to the data of the hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Nefteproslovlennye delocal. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
30. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigations, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
31. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of a technique reliability of the reservoir parameters determination on the data of the horizontal wells research // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
32. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by the results of hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific and 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. 215–226.
33. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of Yamburg gas condensate field // Bulatovskie readings: materials 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. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 173–180.
34. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the results of operation of horizontal wells, the efficiency of sidetracking and work on their deepening in the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 Part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 139–145.
35. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit of the Yuzhno-Russkoe field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and 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. – T. 2 in 2 Part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 162–173.
36. Sultanova M.V., Gafurov A.I., Sharafutdinov R.F. Thermohydrodynamic effects in multiphase media // 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. Tekhnologii, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Proforecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 164–167.

УДК 533.697.5

**РАЗРАБОТКА СМЕСИТЕЛЯ ЭЖЕКТОРНОГО
МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**



**DEVELOPMENT OF AN EJECTOR MIXER MODERNIZED
FOR A SYSTEM FOR SUPPORTING A RESERVOIR PRESSURE**

Катюхин Виталий Александрович

слесарь 4 разряда
по ремонту технологических установок,
ООО «Газпром добыча Ямбург»
kavital2009@rambler.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. Проблема использования попутного нефтяного газа приобретает всё большую актуальность. По данным на 2002 год, всего в Российской Федерации извлечено из недр 34,2 млрд. м³ попутного нефтяного газа (ПНГ), из них потреблено 28,2 млрд. м³. Таким образом, уровень использования ПНГ составил 82,5 %, при этом в факелах сгорело около 6 млрд. м³ (17,5 %). В статье разрабатывается задача увеличения производительности и износостойкости смесителя эжекторного водогазового ЭВГ-150 для закачки газожидкостной смеси в системе ППД. Для повышения производительности эжектора предполагается установить между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси. В состав БКНС совместно с ЦНС предполагается параллельно или последовательно включить поршневой насос У86МА2. Камеру смешения и втулку, вставленную в сопло в эжекторе ЭВГ-150, предполагается изготовить из твердосплавного материала ВК8.

Ключевые слова: очистка газовых выбросов при продувке скважин; эжекторные технологии; удаление сероводорода из газового потока; мембранные водородные установки; система для водогазового воздействия на пласт; способ водогазового воздействия на пласт; назначение разрабатываемого устройства.

Katyukhin Vitaliy Aleksandrovich

Technological 4 categories
plant repair fitter,
LLC «Gazprom dobycha Yamburg»
kavital2009@rambler.ru

Savenok Olga Vadimovna

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

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Annotation. The problem of using associated petroleum gas is becoming increasingly important. According to 2002 data, a total of 34,2 billion m³ of associated petroleum gas was extracted from the subsoil in the Russian Federation, of which 28,2 billion m³ was consumed. Thus, the associated petroleum gas utilization rate amounted to 82,5 %, while about 6 billion m³ (17,5 %) burned in flares. The article develops the task of increasing the productivity and wear resistance of the mixer of the ejector water-gas EVG-150 for pumping a gas-liquid mixture in the PPD system. To increase the performance of the ejector, it is proposed to install a slotted spring between the nozzle and the liner so that with its help the nozzle can move along its axis. The composition of the block cluster pump station together with the sectional centrifugal pump is supposed to include the U86MA2 piston pump in parallel or in series. The mixing chamber and the sleeve inserted into the nozzle in the EVG-150 ejector are supposed to be made of VK8 carbide material.

Keywords: purification of gas emissions when blowing wells; ejector technologies; removal of hydrogen sulfide from the gas stream; membrane hydrogen plants; system for water-gas stimulation; method of water-gas stimulation; purpose of the device under development.

Литературный обзор существующих конструкций и устройств по вопросам утилизации газа

Очистка газовых выбросов при продувке скважин

Анализ объёмов потерь газа на крупнейших месторождениях показал, что наибольший удельный вес имеют потери при освоении и испытании скважин. Известны методы испытаний скважин с подачей газа в газопровод, экспресс-методы, направленные на сокращение времени продувок скважин. Для исследования скважин без выпуска газа в атмосферу применяют систему «Ласточка» – многофункциональное устройство для автоматического определения параметров скважин. Для контроля за режимом работ скважин используют блочный комплект «Сокол» различной модификации, применение которого позволяет отказаться от прокладки замерного трубопровода и сепаратора. Кроме того, эффект от использования блочного комплекта проявляется за счёт сокращения потерь газа (углеводородов) в атмосферу при проведении исследований.

На рисунке 1 показана установка для утилизации газа при продувке скважин.

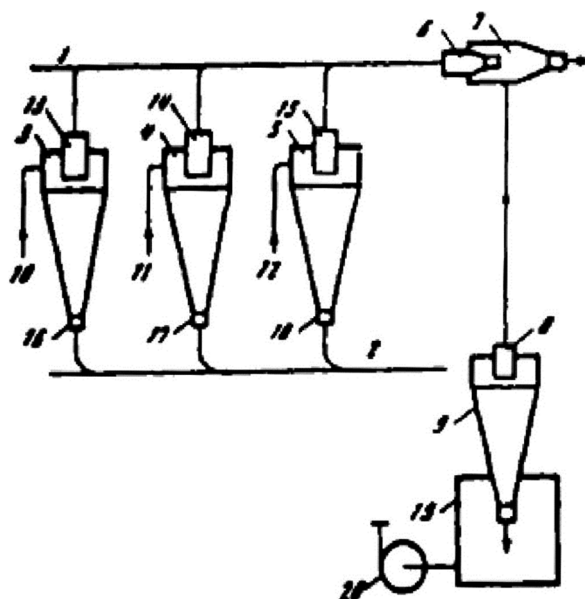


Рисунок 1 – Установка для утилизации газа при продувке скважин:

- 1 – высоконапорный коллектор; 2 – низконапорный трубопровод; 3, 4, 5 и 9 – гидроциклоны;
 6 – струйный насос; 7 – камера разряжения; 8, 13, 14 и 15 – выходные патрубки;
 10, 11 и 12 – входные патрубки; 16, 17 и 18 – пластовые патрубки; 19 – ёмкость для сбора конденсата;
 20 – насос

При продувках скважин, газ которых в большом количестве содержит сернистые соединения, углеводородный конденсат, пластовую воду и твёрдые примеси, институтом «ЮЖНИИГипрогаз» разработан достаточно эффективный способ обезвреживания газов продувки скважин.

Такая система продувки скважин внедрена на Астраханском ГКМ и состоит из присоединительных узлов, коллекторов и двух подземных ёмкостей объёмом по 14 тыс. м³ каждая, созданных в соляном куполе. В подземных ёмкостях пластовая смесь разделяется на водную фазу с мехпримесями и углеводородную фазу (жидкую и газовую), которая транспортируется на газоперерабатывающий завод. Внедрение данной системы позволяет в 10–20 раз снизить уровень загрязнения атмосферы.

Монтаж коллектора производится на оборудованном байпасном трубопроводе участке линии, соединяющей скважину со шлейфом в двух вариантах.

На рисунке 2 приведена технологическая схема утилизации газа продувок скважин в подземную ёмкость, размываемую по технологии, разработанной институтом «ВНИИпромгаз». На кусте скважин факельную линию диаметром 114 мм опускают в подземный резервуар на 2/3 глубины полости, а отводящую линию (диаметром 325 мм) выводят от оголовка подземного резервуара до кустового коллектора газа, со-

единенного со шлейфом. При освоении скважины сначала проводится кратковременная продувка скважины через шлейф в подземный резервуар с давлением от атмосферного до максимального рабочего. При этом отходы бурового раствора также выбрасываются в полость подземного резервуара, где они осаждаются на дне. Газ продувки из подземного резервуара по газопроводу забирают в компрессорную станцию и закачивают в приёмный коллектор газового промысла.

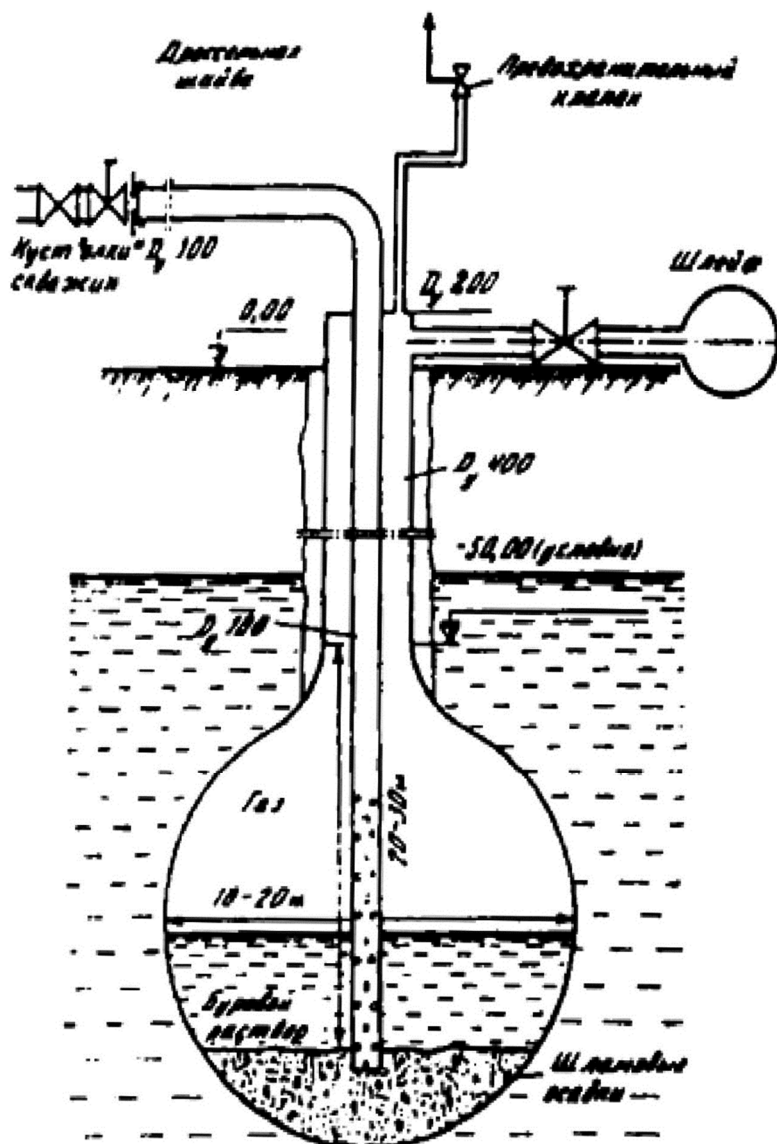


Рисунок 2 – Принципиальная схема продувки (освоения) газовых скважин через подземный резервуар

Эжекторные технологии

ПК ООО «Техкомплектсервис» реализует свой научно-технический потенциал в направлении прироста запасов углеводородного сырья, увеличения и оптимизации добычи нефти и газа на месторождениях, что разрабатываются.

Основными видами деятельности ПК ООО «Техкомплектсервис» является разработка, изготовление, поставка и внедрение научно-технической продукции для добывающих предприятий нефтегазового комплекса.

Научно-техническая продукция

Эжектор газовый ЭГУ-1 (рис. 3) предназначен для эксплуатации низконапорных газоконденсатных скважин и утилизации факельного газа.



Рисунок 3 – Эжектор газовый ЭГУ-1

При эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений изменяются во времени параметры среды, которая транспортируется (давление, расход, температура, газовый показатель и др.) Частые изменения технологического режима работы скважин требуют оперативной перенастройки оборудования.

Таким образом, оборудование должно быть недорогим, простым в установке, эксплуатации и ремонте и иметь многоцелевое назначение. Кроме того, сложность и большая стоимость подведения искусственной энергии, тяжёлые климатические условия требуют, чтобы промышленное оборудование разрешало максимально использовать природные свойства продукции, которая добывается.

Действие эжектора основано на принципе инжекции рабочего напора: высокоскоростная продукция притягивает и передает часть энергии среде низких начальных скоростей.

Эжектор газовый ЭГУ-1 используется:

- при утилизации факельного газа.
- при добыче продукции из низконапорных газовых и газоконденсатных скважин.

Может использоваться:

- при освоении и интенсификации нефтяных и газовых скважин.

Техническая характеристика эжектора газового ЭГУ-1 приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика эжектора газового ЭГУ-1

№№ n/n	Название параметра и размера	Значение параметров и размеров
1	2	3
1	Давление высоконапорного потока, МПа	2–35
2	Объёмная подача высоконапорного потока: – газа, тыс. м ³ /с – жидкости, м ³ /ч	10–250 2–30
3	Давление низконапорного потока, МПа	0,2–12
4	Коэффициент эжекции	0,1–0,3
5	Диаметр сопла, мм – для жидкости – для газа	3–10 3–30
6	Диаметр камеры смешивания, мм – газа – жидкости	6–30 5–16
7	Габаритные размеры В×L×Н, мм, не более	200×1575×400

Окончание таблицы 1

1	2	3
8	Присоединительные патрубки (фланцы с резьбовыми патрубками или быстросъёмные соединения)	по согласию заказчика
9	Средний срок эксплуатации, лет, не менее	10
10	Масса, кг, не более	65
11	Максимальная рабочая температура уплотняющих элементов, °С	от минус 50 до 70

Эжектор газовый универсальный ЭГУ-1 показан на рисунке 4.

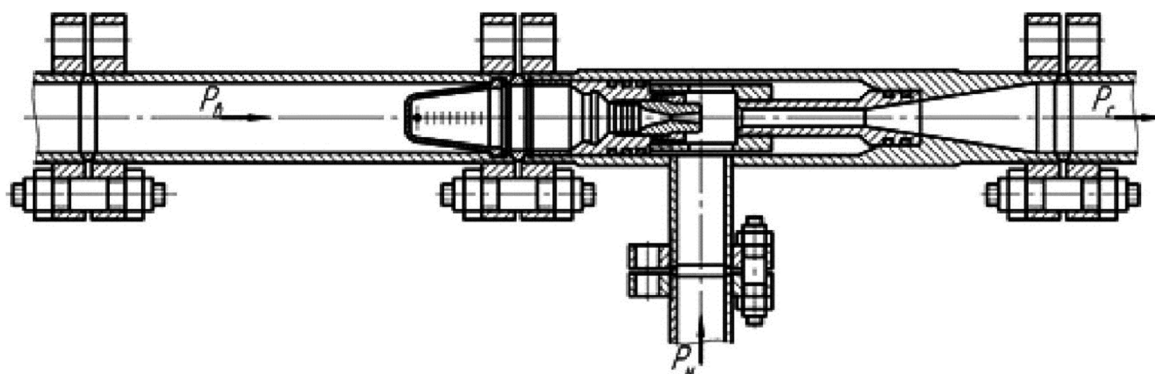


Рисунок 4 – Эжектор газовый универсальный ЭГУ-1

Эжекторно-струйная установка ЕСП-2

Эжекторно-струйная установка ЕСП-2 (рис. 5) предназначена для эксплуатации нефтяных и газоконденсатных скважин, а также для интенсификации и освоения нефтяных и газоконденсатных скважин.



Рисунок 5 – Эжекторно-струйная установка ЕСП-2

Эжекторно-струйная установка типа ЕСП-2 позволяют проводить освоение скважин исходя из сложившихся обстоятельств и условий как прямой, так и обратной промывками при одном её спуске, одном технологическом процессе без глушения скважины, подъёма НКТ. Отличаются от всех ранее предлагаемых различными фирмами изделий, как конструктивно, так и по своим техническим параметрам.

Эжекторно-струйная установка ЕСП-2 предназначена для освоения и интенсификации притока, продолжительной добычи нефти в осложнённых скважинных усло-

виях – пескопроявлением, высоким газовым фактором, обводнённостью, температурой, с ухудшенными фильтрационными свойствами коллектора, в скважинах наклонно-направленных и искривленных.

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- 1) простота и компактность скважинного оборудования;
- 2) отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- 3) высокая надёжность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- 4) простота регулирования отбора продукции скважины;
- 5) замена насоса без подземного ремонта;
- 6) подача в скважину необходимых реагентов и тепловой энергии с рабочей жидкостью;
- 7) доступ на забой без подъёма скважинного оборудования;
- 8) создание требуемых депрессий на пласт;
- 9) проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
- 10) добыча нефти из малодобитных скважин – менее 10 м³/сут. минимальные затраты на подъём жидкости при дебитах до 150 м³/сут.;
- 11) эксплуатация скважин в осложнённых условиях (высокая температура, высокий газовый фактор, высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, соле- и парафиноотложения, высокое содержание песка, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

Технологическая схема эксплуатации скважин эжекторно-струйным устройством представлена на рисунке 6.

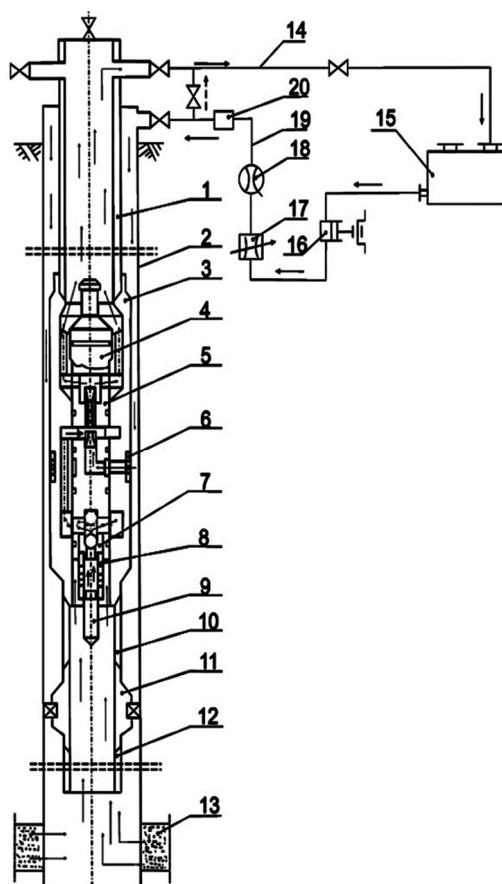


Рисунок 6 – Технологическая схема эксплуатации скважин эжекторно-струйным устройством:
 1 – НКТ; 2 – обсадная колонна; 3 – корпус насоса; 4 – вставка; 5 – эжекторно-струйное устройство;
 6 – фильтр; 7 – клапан обратный; 8 – фильтр; 9 – глубинный манометр; 10 – патрубок НКТ; 11 – пакер;
 12 – хвостовик; 13 – пласт; 14 – выкидная линия (шлейф); 15 – резервуар; 16 – насос силовой;
 17 – регулятор давления; 18 – расходомер; 19 – линия рабочей жидкости; 20 – фильтр

Техническая характеристика эжекторно-струйной установки ЕСП-2 приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика эжекторно-струйной установки ЕСП-2

№№ n/n	Название параметра и размеры	Значение параметров и размеров
1	Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	36
2	Максимальная температура рабочей жидкости, °С	120
3	Рабочая среда	нефть, конденсат, газ, вода техническая
4	Окружающая среда	нефть, конденсат, газ, пластовая вода
5	Максимальная глубина установки, м	4000
6	Минимальный проходной диаметр корпуса, мм	46
7	Внутренний диаметр сопла, мм	4,2; 5,0; 6,0; 8,0
8	Диаметр камеры смешивания, мм	6; 7; 8; 10; 12
9	Габаритные размеры, D×L, мм, не более	98×760
10	Масса (без упаковки) кг, не более	20
11	Максимальная величина создаваемой депрессии на пласт составляет	$P_{пл}$ (пластовое давление)

Струйный насос НСП-1 совмещённый с гидравлическим пакером

Предназначено для освоения, интенсификации и очистки призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин.

Технологическая схема обвязки струйного насоса НСП-1 показана на рисунке 7.

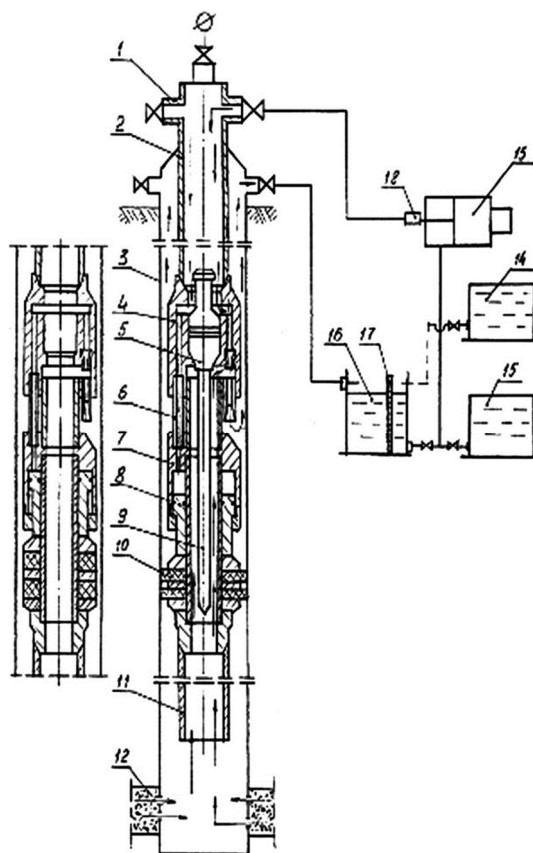


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки струйного насоса НСП-1:

- 1 – фонтанная арматура; 2 – НКТ; 3 – обсадная колонна; 4 – струйный насос; 5 – вставка депрессионная;
6 – трубка передачи давления; 7 – гидроцилиндр пакера; 8 – поршень; 9 – глубинный манометр;
10 – пакер; 11 – патрубок; 12 – пласт; 13 – насосный агрегат;
14 – доливная ёмкость технологической жидкости; 15 – ёмкость технологической жидкости;
16 – замерная ёмкость; 17 – мерная линейка

Назначение

Устройство может применяться:

- 1) при освоении продуктивных горизонтов скважин;
- 2) при очистке приствольных зон разведочных, добывающих и нагнетательных скважин.

Устройство применяется в скважинах:

- с эксплуатационной колонной 146 мм, внутренним диаметром от 124,7 до 133,1 мм (устройство НСП-118-1);
- с эксплуатационной колонной 168 мм с внутренним диаметром от 144,1 до 153,7 мм (устройство НСП-136-1).

Максимальная глубина спуска до 3500 м в среде нефть, газ, конденсат, пластовая и техническая вода при максимальной температуре до 120 °С.

Рассмотрим состав и конструктивные особенности устройства НСП-1. Устройство НСП-1 состоит из струйного насоса, совмещённого с гидравлическим пакером. Конструктивная особенность устройства НСП-1 позволяет обеспечивать проведение работ в скважинах с различными нарушениями обсадных колонн и значительным искривлением ствола скважин, что в конечном итоге положительно отображается на таких показателях как успешность и эффективность проведения работ по освоению скважин, которые могут достигать величины 80–85 %. Устройство НСП-1 прошло испытания на нефтяных месторождениях Прикарпатья в 2000–2001 гг.

Эжектор жидкостно-газовый

Эжектор жидкостно-газовый (рис. 8) предназначен для аэрации жидкостей при освоении скважин и приготовления различных буровых и пенных растворов.

Применяется при освоении скважин, интенсификации добычи углеводородов, газлифтной эксплуатации, а также для приготовления различных буровых и пенных растворов.



Рисунок 8 – Эжектор жидкостно-газовый

Сравнительно с существующими конструкциями ЭЖГ имеет следующие преимущества:

- возможность оперативно менять режимы работы при помощи изменения сопел и камер смешивания;
- оперативно изменять расстояние между соплом и камерой смешивания;
- наличие обратных клапанов в системах подачи жидкости и газа.

Техническая характеристика эжектора жидкостно-газового приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика эжектора жидкостно-газового

№№ n/n	Название параметра и размера	Значение параметра и размера
1	Максимальное давление газо-жидкостной смеси, МПа	24
2	Максимальное давление жидкости, МПа	30
3	Давление газа, МПа	1–15
4	Коэффициент эжекции	0,3–0,6
5	Диаметр сопла, мм	4, 5, 6, 7
6	Диаметр камеры смешивания, мм	6, 7, 8,10
7	Кратность пены или газовый состав смеси при нормальных условиях, м ³ / м ³	до 200
8	Габаритные размеры, ВхLхH, мм, не больше	90х870х350

Струйный насос УЕОС-4

Струйный насос УЕОС-4 предназначен для освоения, интенсификации скважин с проведением гидродинамических и геофизических исследований.

Устройство позволяет проводить в скважине следующие технологические операции:

- 1) возобновление фильтрационных свойств пород коллектора методом создания многократных депрессий и репрессий на пласт;
- 2) гидродинамические исследования скважин для оценки скин-эффекта, давления пласта, степени ухудшения проницаемости пласта;
- 3) геофизические исследования для оценки толщины работающего пласта, излишнего водонефте содержания и т.д.;
- 4) обработку пласта химическими реагентами;
- 5) перфорацию малогабаритными перфораторами типа ПР с одновременным вызовом притока и очистки привывойной зоны.

Техническая характеристика струйного насоса УЕОС-4 приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Техническая характеристика струйного насоса УЕОС-4

№№ n/n	Показатели	Величина
1	Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	35,0
2	Максимальная величина создаваемой депрессии на пласт	$P_{пл}$
3	Габаритные размеры., мм – диаметр, не более – длина, не более	118 700
4	Масса прибора без вспомогательного инструмента, кг, не более	30
5	Минимальный внутренний диаметр устройства, мм	50
6	Соединительные резьбы	резьба НКТ-73 ГОСТ 633-80

Установки «Грасис»

Удаление сероводорода из газового потока

Разработанная «Грасис» мембрана позволяет проводить преимущественное удаление сероводорода, влаги и диоксида углерода из газа совместно с тяжёлыми углеводородами. Мембранные установки «Грасис» позволяют подготовить H₂S содержащий газ до требований, позволяющих использовать его в качестве топливного для ГПЭС (ГТЭС), печей подогрева нефти и в котельных. В ряде случаев газ может быть подготовлен до требований ОСТ 51.40-93.

Угледородная установка фирмы «Грасис» показана на рисунке 9.



Рисунок 9 – Углеродная установка фирмы «Грасис»

Очистка природного и попутного нефтяного газа с использованием мембран производится как для выделения из них кислых газов (CO_2 и H_2S), в результате чего газ начинает отвечать требованиям газопровода, так и для удаления метана при добыче нефти третичными методами для последующей закачки углекислого газа в пласт. Природные и попутные нефтяные газы зачастую содержат химически агрессивные или легко конденсируемые составляющие, которые существенно влияют на производительность мембраны и степень утилизации ПНГ. Для удаления этих компонентов, поддержания и/или контроля содержания их, а также для невозможности выхода за критический порог работоспособности мембран, требуется предварительная дорогостоящая подготовка. Более того, традиционные мембраны для удаления кислых компонентов при переработке ПНГ собирают тяжёлые углеводороды в ретенате, ведущем к их конденсированию, сопоставимому с объёмом мембранного элемента. Вышесказанное ограничивает область применения традиционных мембран при утилизации ПНГ и переработке ПНГ, приводит к их функциональной усложнённости и повышает эксплуатационные расходы.

Углеродная установка удаления сероводорода из газового потока показана на рисунке 10.



Рисунок 10 – Углеродная установка удаления сероводорода из газового потока

Применение мембранной технологии ГРАСИС позволяет:

- перерабатывать газы с объёмной долей содержания сероводорода до 5 % при 100 %-ной влажности и с объёмной долей содержания диоксида углерода до 30–35 %;
- снижать содержание сероводорода в подготовленном газе до требований, позволяющих его использование в качестве топливного газа для энергетических установок, печей подогрева нефти, котельных;
- при концентрациях сероводорода до 0,1 % возможно доведение подготовленного газа до требований ГОСТ 5542-87 (ОСТ 51.40-93).

Мембранные водородные установки

Водородные установки «Грасис», работающие по принципу мембранного разделения, позволяют концентрировать водород в сбросных, остаточных, топливных и других газах до 99,5 % с производительностью при нормальных условиях до 50000 м³/ч.

Современные мембранные водородные установки (рис. 11) составляют достойную альтернативу криогенным и адсорбционным системам. Во многих случаях мембранные установки концентрирования водорода находят применение там, где использование оборудования на основе других технологий невозможно или с технико-экономической точки зрения не эффективно.



Рисунок 11 – Мембранная водородная установка

Значительное преимущество мембранных водородных установок заключается в возможности работы при различных давлениях разделяемого газа – от 0,1 до 11 МПа. Кроме того, на мембранных установках в отличие от адсорбционных и криогенных систем легко осуществляется регулирование чистоты получаемого водорода. Это позволяет подобрать в зависимости от требуемых задач наиболее оптимальный режим работы оборудования.

Полное отсутствие движущихся деталей в составе установок также является большим достоинством. Благодаря этому стало возможным производить исключительно надежное и неприхотливое в эксплуатации оборудование, при этом установки полностью автоматизированы, обладают отличными техническими характеристиками и очень компактны.

Водородные установки на основе мембранного разделения не содержат изнашиваемых узлов, по этой причине они практически не требуют обслуживания.

Эксплуатировать мембранные водородные установки «Грасис» может персонал без специальной подготовки: поддержка и контроль всех рабочих параметров осуществляется электроникой. Срок службы водородных установок «Грасис» составляет от 120 до 180 тыс. часов непрерывной работы.

Патентная проработка

Система для водогазового воздействия на пласт

Патент RU № 2293178, E21B43/20. Автор патента Дроздов Александр Николаевич. Изобретение относится к нефтяной промышленности и предназначено для реализации водогазового воздействия при повышении нефтеотдачи пластов. Обеспечивает повышение эффективности и расширение области применения водогазового воздействия на залежь путем увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата. Сущность изобретения: система содержит силовой насос, струйный аппарат, дожимной насос, нагнетательные скважины, ёмкость с пенообразующими поверхностно-активными веществами – ПАВ, регулируемые задвижки, линию подачи воды в силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси.

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано при водогазовом воздействии для повышения нефтеотдачи пластов с одновременной утилизацией попутного газа, бесполезно сгорающего сейчас в факелах на многих месторождениях России.

Повышение эффективности и расширение области применения в системе для водогазового воздействия на пласт достигается тем, что в системе для водогазового воздействия на пласт, содержащей силовой насос, струйный аппарат, дожимной насос, нагнетательные скважины, ёмкость с пенообразующими ПАВ, а также линию подачи воды в силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси, согласно изобретению, на линии откачки газа установлен нагнетатель газа, причём приём нагнетателя газа подключен к выходной газовой линии сепаратора продукции добывающих скважин, а выкидная газовая линия нагнетателя газа сообщена с приёмом струйного аппарата. Повышение эффективности и расширение области применения в системе для водогазового воздействия на пласт достигается также тем, что линия подачи воды в силовой насос сообщена с линией сброса воды сепаратора продукции добывающих скважин и/или с водозаборной скважиной, в водозаборной скважине установлен погружной насос, в качестве нагнетателя газа используется насосно-эжекторная установка с жидкостно-газовым сепаратором и циркуляцией рабочей жидкости, в качестве рабочей жидкости применяется вода, линия подачи воды в силовой насос сообщена с жидкостно-газовым сепаратором насосно-эжекторной установки, а жидкостно-газовый сепаратор насосно-эжекторной установки снабжён линией отвода конденсата.

Система для водогазового воздействия на пласт (рис. 12) содержит силовой насос 1, струйный аппарат 2, дожимной насос 3, нагнетательные скважины 4, ёмкость 5 с пенообразующими ПАВ, а также линию 6 подачи воды в силовой насос 1, линию 7 нагнетания воды, линию 8 откачки газа, линию 9 подачи ПАВ и линию 10 закачки водогазовой смеси. Система содержит также сепаратор 11 продукции добывающих скважин 12 с выходной газовой линией 13. Выход сепаратора 11 по нефти направлен в нефтепровод 14. В сепараторе 11 имеется также линия сброса воды 15. В добывающих скважинах 12 установлены насосы 16. Добывающие и нагнетательные скважины пробурены на пласт 17.

Линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с линией 15 сброса воды сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 и/или с водозаборной скважиной 18. В водозаборной скважине 18 установлен погружной насос 19. На линии 8 откачки газа после сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 установлен нагнетатель газа 20, причём приём нагнетателя газа 20 подключён через линию 8 к выходной газовой линии сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12, а выкидная газовая линия 21 нагнетателя 20 сообщена с приёмом струйного аппарата 2.

В качестве нагнетателя газа 20 может быть использована насосно-эжекторная установка 22 с жидкостно-газовым сепаратором 23, насосом 24, эжектором 25 и циркуляцией рабочей жидкости. В качестве рабочей жидкости применяется вода. Линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с жидкостно-газовым сепаратором 23 насосно-эжекторной установки 22, при этом на линии 15 сброса воды перед жидкостно-газовым сепаратором 23 установлен подпорный насос 26. Жидкостно-газовый сепаратор 23 насосно-эжекторной установки 22 может быть снабжен линией 27 отвода конденсата.

зовой линии 13 сепаратора и далее через линию 8 откачки газа на приём нагнетателя газа 20, который откачивает газ из сепаратора 11 и повышает при этом давление газа на приёме струйного аппарата 2. Силовой насос 1 нагнетает воду в сопло струйного аппарата 2. При этом в поток по линии 9 из ёмкости 5 поступают пенообразующие ПАВ. Струйный аппарат 2 откачивает газ, повышает давление водогазовой смеси и диспергирует её. Мелкодисперсная смесь с высокими пенообразующими свойствами при повышенном давлении поступает затем на приём дожимного насоса 3, который, не испытывая в таких условиях вредного влияния газа, закачивает водогазовую смесь под высоким давлением в нагнетательные скважины 4. Водогазовая смесь с ПАВ эффективно вытесняет нефть из пласта 17. Продукция пласта 17 извлекается на поверхность через добывающие скважины 12 насосами 16.

В одном из вариантов системы в качестве нагнетателя газа используется насосно-эжекторная установка 22. Газ из сепаратора 11 поступает при этом на приём эжектора 25. В сопло эжектора 25 нагнетает воду насос 24. Эжектор откачивает газ и нагнетает смесь воды с газом в жидкостно-газовый сепаратор 23. В нём происходит разделение жидкой и газовой сред. Газ с повышенным давлением идёт на приём струйного аппарата 2, а вода поступает на вход насоса 24. Используемая в качестве рабочей жидкости вода циркулирует по замкнутому контуру, существенно нагреваясь при этом и нагревая сжимаемый газ. В варианте системы выделяющееся тепло используется для повышения температуры нагнетаемой в скважины 4 смеси, что дополнительно увеличивает нефтеотдачу. При этом также устраняется опасность возникновения гидратов при водогазовом воздействии. Вода, подающаяся погружным насосом 19 из водозаборной скважины 18 и/или из линии сброса 15 воды сепаратора 11 подпорным насосом 26, поступает в жидкостно-газовый сепаратор 23 и нагревается рабочей жидкостью насосно-эжекторной установки 22. Далее нагретая вода идет по линии 6 на приём силового насоса 1, нагнетающего горячую воду в сопло струйного аппарата 2. В приёмную камеру струйного аппарата 2 тоже поступает нагретый газ. Струйный аппарат 2 и дожимной насос 3 направляют нагретую водогазовую смесь в нагнетательные скважины 4.

Двигатели насосов 1, 3, 12, 19, 24, 26, 30, 31 могут быть сообщены с частотными преобразователями, что позволяет осуществлять плавную регулировку режимных параметров в процессе водогазового воздействия.

На рисунке 13 представлены полученные авторами изобретения экспериментально на стенде характеристики струйного аппарата (зависимости КПД от объёмного коэффициента инжекции газа U_r в условиях приёмной камеры) при откачке газа.

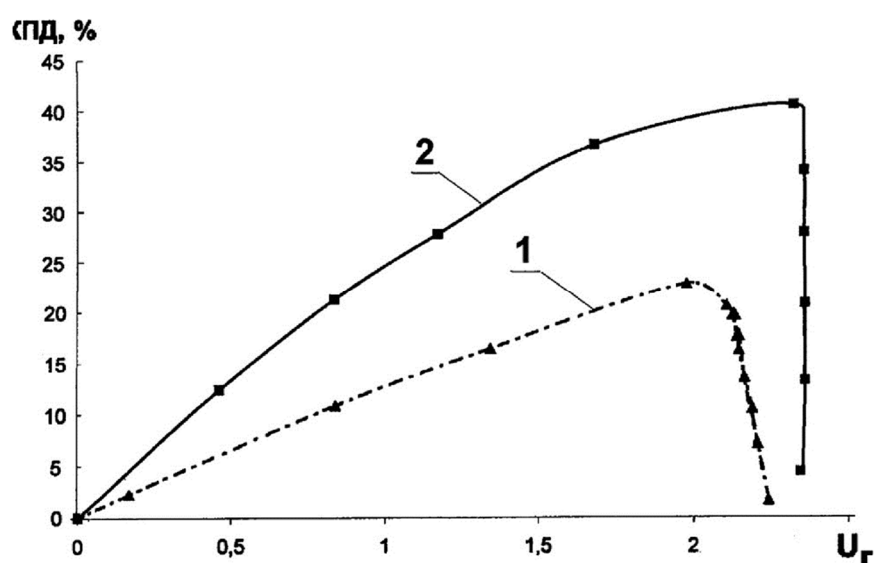


Рисунок 13 – Характеристики струйного аппарата при откачке газа

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет заметно повысить эффективность и расширить область применения водогазового воздействия на

залежь путем увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата по сравнению с известными изобретениями.

Способ водогазового воздействия на пласт

Патент RU № 2190760, E21B43/20. Авторы патента: Дроздов А.Н., Фаткуллин А.А. Изобретение обеспечивает расширение области применения и возможностей воздействия на залежь за счёт нарушения давления нагнетания водогазовой смеси. Сущность изобретения: способ включает закачку созданной эжектором водогазовой смеси в нагнетательные скважины и добавку в водогазовую смесь пенообразующих поверхностно-активных веществ. Водогазовую смесь после эжектора дожимают насосом и поддерживают при этом содержание свободного газа в смеси на приёме насоса не выше критического газосодержания бескавитационной работы насоса на водогазовой смеси. Содержание свободного газа в смеси на приёме насоса регулируют изменением подачи газа эжектором. Критическое газосодержание бескавитационной работы насоса на водогазовой смеси регулируют путём изменения пенообразующих свойств водогазовой смеси и/или путем изменения давления на приёме насоса за счёт изменения давления воды, нагнетаемой в эжектор.

Установка для водогазового воздействия на пласт (рисунок 14) содержит эжектор 1, нагнетательные скважины 2, насос Н1, силовой насос Н2 для привода эжектора 1, ёмкость 3 с ПАВ, регулируемые задвижки 4, 5 и 6, а также линию нагнетания воды 7, линию подачи газа 8, линию подачи ПАВ 9 и линию закачки водогазовой смеси 10.

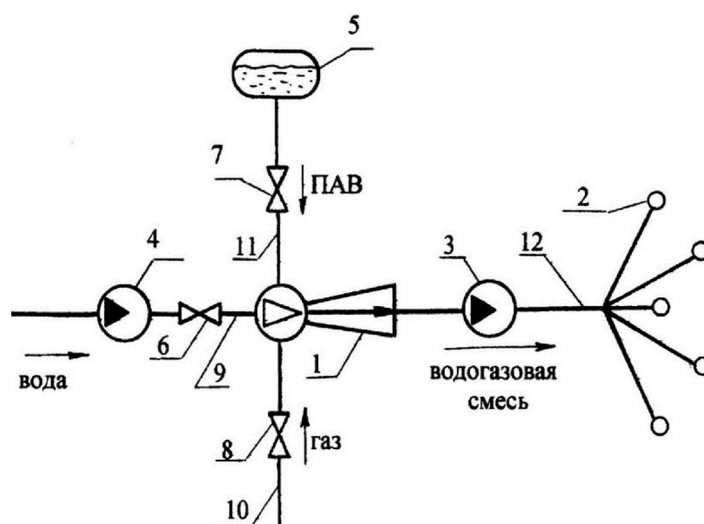


Рисунок 14 – Схема установки для водогазового воздействия на пласт

Способ водогазового воздействия на пласт осуществляют следующим образом. Проводят закачку созданной эжектором 1 водогазовой смеси в нагнетательные скважины 2 и добавку в водогазовую смесь пенообразующих поверхностно-активных веществ. Для этого силовым насосом Н2 по линии нагнетания воды 7 подают под давлением воду в рабочее сопло эжектора 1. При истечении воды через рабочее сопло с высокой скоростью создается разрежение в приёмной камере эжектора 1, куда подсаывается газ по линии подачи газа 8. Одновременно с этим по линии 9 в приёмную камеру эжектора 1 подают пенообразующие ПАВ из ёмкости 3. В проточной части эжектора 1 происходят смешивание потоков и образование водогазовой смеси.

На выходе из эжектора 1 водогазовая смесь имеет некоторое повышенное давление, которого, однако недостаточно для закачки водогазовой смеси в нагнетательные скважины 2. Поэтому после эжектора 1 дожимают насосом Н1 водогазовую смесь и закачивают её под высоким давлением по линии 10 в нагнетательные скважины 2.

Чтобы избежать снижения рабочей характеристики насоса Н1 из-за вредного влияния свободного газа, содержание свободного газа в смеси на приёме насоса β поддерживают не выше критического газосодержания бескавитационной работы насоса $\beta_{кр}$ на водогазовой смеси (рис. 15).

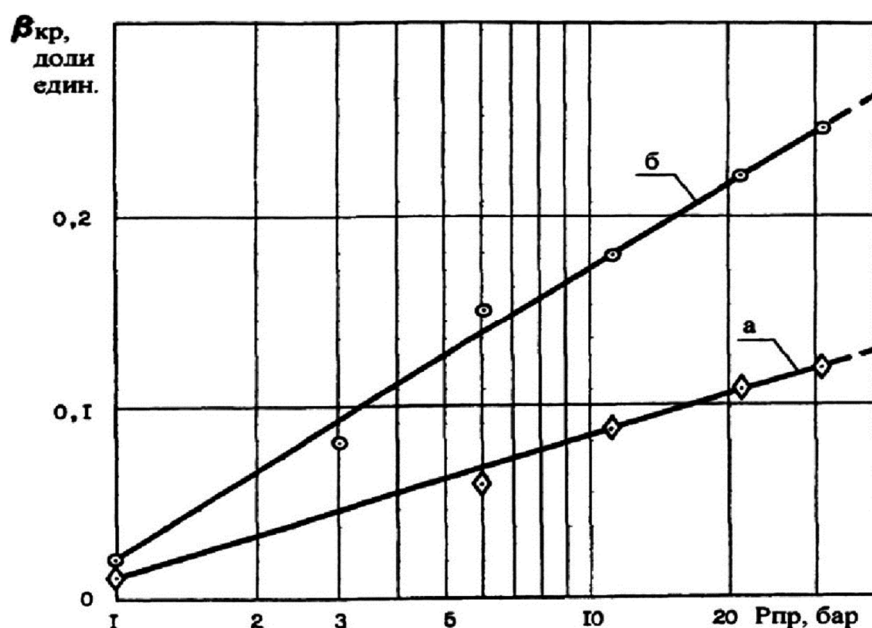


Рисунок 15 – Полученные в лабораторных экспериментах зависимости критического газосодержания $\beta_{кр}$

Как показано на рисунке 15, критическое газосодержание $\beta_{кр}$ бескавитационной работы многоступенчатого центробежного насоса на водогазовых смесях повышается с ростом давления на приеме насоса $P_{пр}$ и при увеличении пенообразующих свойств смеси. Используя подобные зависимости, можно устанавливать режимные параметры процесса, обеспечивающие бескавитационную работу насоса 3 на водогазовой смеси.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет существенно расширить область применения и функциональные возможности водогазового воздействия на пласт по сравнению с известными изобретениями.

Нами предложен способ поддержания пластового давления с помощью смесителя эжекторного потому, что таким образом существенно сокращается объем газа, сжигаемого на факелах, также смеситель выгодно отличается простотой применения и простотой конструкции, ответственные части которого выполнены из материала ВК8, что увеличивает период его безремонтной работы. Также предполагается установить в эжекторном смесителе между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси. Так можно получить активную пульсирующую струю и предположительно увеличить тягу эжекторного смесителя на 20–40 %.

Назначение разрабатываемого устройства, устройство и принцип действия

Назначение разрабатываемого устройства

Водогазовые эжекторы относятся к струйной технике с расчётным давлением не более 160 МПа и температурой корпуса не более 400 °С, в которых происходит смешение и обмен энергией двух потоков – рабочего и эжектируемого. В качестве рабочего потока может использоваться вода, а в качестве эжектируемого потока попутный нефтяной газ (ПНГ).

Широко применяется технология закачки воды в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи. Одной из новых технологий этого направления является безкомпрессорная технология водогазового воздействия на пласт, при которой осуществляется закачка в пласт попутного нефтяного газа (ПНГ) и воды при помощи специального водогазового эжектора. Эжекторы могут применяться для эжекции ПНГ с давлением до 1 МПа и обратной закачки ПНГ под давлением 10–16 МПа с потоком воды в пласт. Обратная закачка позволяет не только во многом решить проблему утилизации попутного газа, сохранения ресурсов газа и предотвращения сжигания газа или распыления газа в атмосферу, но и, что не менее важно, заметно увеличить коэффициент извлечения нефти.

Преимущества применения водогазовых эжекторов:

- 1) утилизации значительных объёмов газа;
- 2) отсутствие механических компрессоров;
- 3) снижения вязкости нефти за счёт растворения в ней газа;
- 4) вытеснения нефти газом из крупных пор и верхних тупиковых зон;
- 5) простота и надёжность конструкции;
- 6) малые габариты и вес;
- 7) малая металлоёмкость;
- 8) лёгкое и дешёвое техобслуживание.

Устройство и принцип действия

Установку эжекции газа схематично можно представить в виде трубы Вентури с щелевым отверстием в области сужения; к данному щелевому отверстию подведён газопровод. Принцип работы эжектора основан на эффекте снижения давления жидкости при прохождении скоростного потока через сужающийся участок трубы.

Установка работает следующим образом. В конфузоре 1 (рис. 16) подаётся жидкость под высоким давлением P со скоростью 2–3 м/с. В самом узком месте конфузора скорость движения потока достигает 130–170 м/с с одновременным снижением давления до 0,01 МПа. При превышении давления в газопроводе давления в зоне сужения на 0,1 МПа происходит эжекция газа в поток жидкости. При этом потери давления в эжекторе составляют не более 15 % от первоначального.

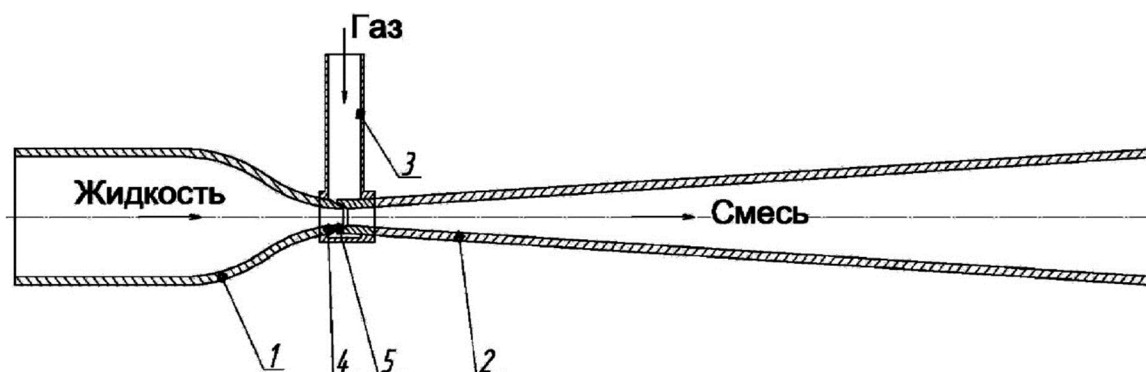


Рисунок 16 – Общая схема устройства эжекции газа (УЭГ)

Конструкцию эжектора можно разделить на три основных части:

- 1) входной конус – конфузор;
- 2) центральная часть – зона эжекции;
- 3) выходной конус – диффузор.

На рисунке 16 представлена общая схема устройства эжекции газа (УЭГ), также известная как эжектор.

Схема подключения эжектора для подготовки водогазовой смеси (рис. 17) включает в себя: эжектор ЭВГ-150 с присоединённой газовой линией для ТВО, отсекающий ОТ, четыре обратных клапана ОК1, ОК2, ОК3, ОК4, манометр МН1 для контроля давления газовой смеси, газовый счётчик ГС для учёта расхода газа, манометр МН2 для контроля давления воды, расходомер водогазовой смеси РП1, манометр МН3 для контроля давления водогазовой смеси, регулятор расхода воды РП2, предохранительный клапан КП, манометры МН4 и МН5.

Управление системой эжекции со стороны газовой линии возможно реализовать за счёт системы обратного клапана и отсекающего, которые защищают от проникновения жидкости в случае превышения давления эжекции над давлением в газовой линии и резкого падения давления в газовой линии при возникновении условий вакуумирования в камере эжекции.

Управления в водяной линии предлагается реализовать в виде байпасной трубы с регулятором расхода. Объёмный расход – параметр, наиболее сильно влияющий на значение давления в камере эжекции.

Предполагается к линии закачки водогазовой смеси в пласт присоединить байпасную трубу с установленным мультифазным насосом L4MG фирмы Leistritz (рис. 18), для того чтобы увеличить давление закачиваемой в пласт водогазовой смеси.

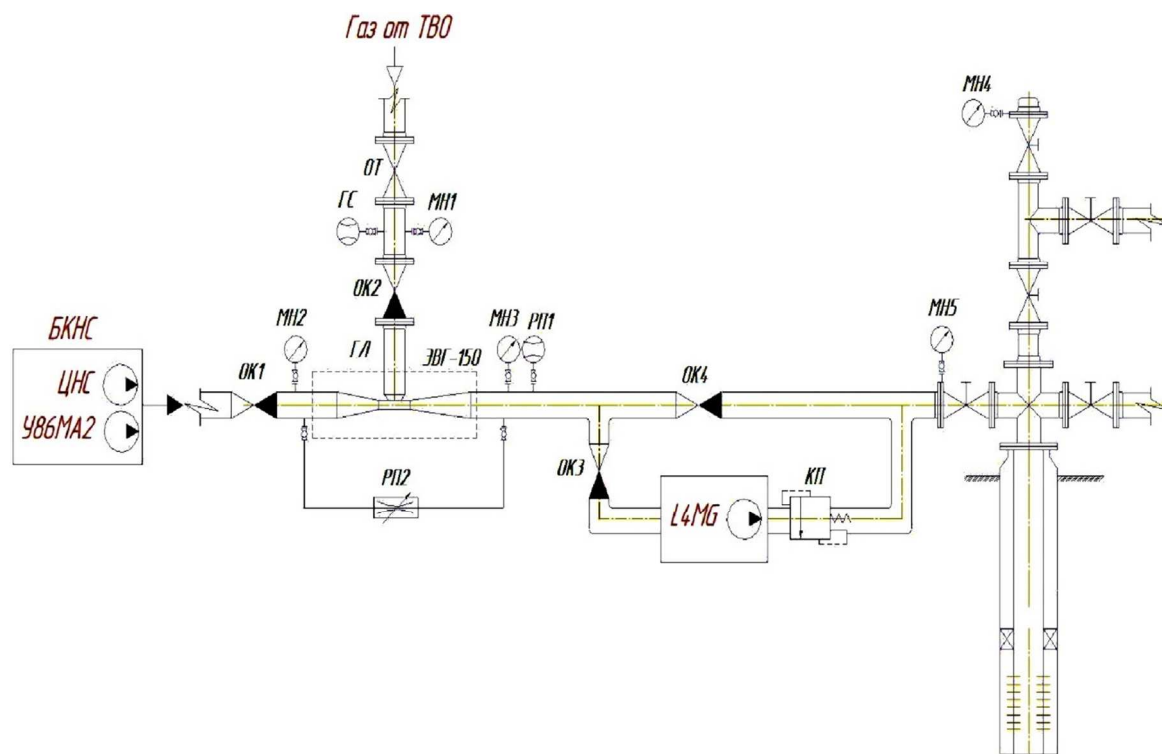


Рисунок 17 – Схема подключения эжектора для подготовки водогазовой смеси

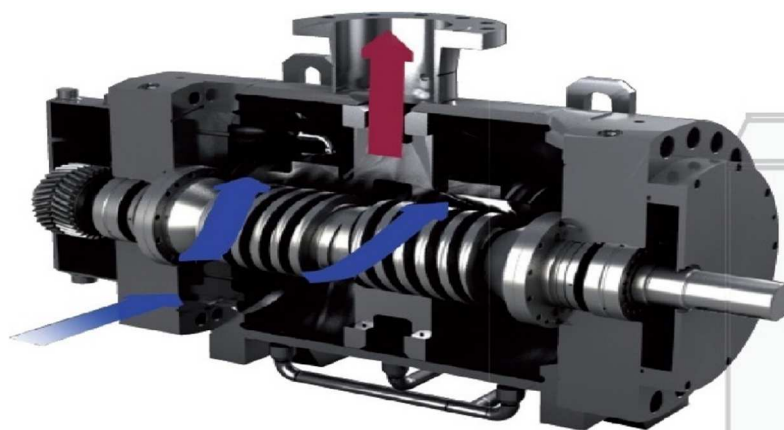


Рисунок 18 – Мультифазный насос Leistritz

Преимущества технологии двухвинтовых мультифазных насосов Leistritz:

- 1) весь продукт скважины перекачивается одним агрегатом;
- 2) низкое давление всаса продлевает срок эксплуатации скважины и увеличивает объём добычи;
- 3) обеспечивается высокое давление нагнетания потока из скважины к удаленным объектам;
- 4) уменьшается необходимость механизированной добычи благодаря низкому допустимому входному давлению;
- 5) сокращается время добычи;
- 6) незмульгирующее перекачивание с малым сдвигом;
- 7) способность перекачивания газа со значениями GVF до 100 %;
- 8) исключается необходимость использования факельных установок;
- 9) малые капиталовложения и быстрая окупаемость благодаря увеличению добычи;

- 10) снижение расходов на эксплуатацию и обслуживание;
 11) из-за малых габаритов и весов идеально подходят для установки на морских платформах.

Винтовые пары с противоположным направлением витков устанавливаются в сменной гильзе. Оба винта, изготовленные из цельной заготовки для достижения максимальной жесткости, не соприкасаются друг с другом. Крутящий момент передается от ведущего винта к ведомому через шестерёнчатую передачу с масляной смазкой. Это обеспечивает возможность двухвинтовых мультифазных насосов перекачивать продукты с высоким газовым фактором, загрязнениями и сырой нефтью или водой. Валы насоса герметизируются, либо одинарным, либо двойным торцевым уплотнением, которое подвергается действию только давления всасывания.

Технология мультифазной перекачки помогает исключить вредные выбросы двуокси углерода и метана на нефтяных буровых установках.

Способные перекачивать большие объёмы газа вместе с поступающей из скважины нефтью, или закачивающейся в пласт водой, они в значительной степени способствуют снижению выхода в атмосферу парниковых газов. При замене сепарационных процессов на площадке скважины технологией мультифазной перекачки можно исключить сжигание газа в факелах и использовать его для выработки энергии, в качестве топлива для транспортных средств, в газлифтных установках или в качестве сырья для химической промышленности.

Установка систем мультифазной перекачки характеризуется значительным сокращением оборудования, уровня шума и потребляемой энергии на площадке скважины.

Компактность систем мультифазной перекачки по сравнению с традиционным нефтедобывающим оборудованием, таким как баки, сепараторы, теплообменники и различное вращающееся оборудование, также способствует сохранению нашей окружающей среды.

Камеру смешения и втулку вставленную в сопло в эжекторе ЭВГ-150 предполагается изготовить из твердосплавного материала ВК8, так как именно в этом месте происходит повышенный износ поверхностей ввиду больших скоростей жидкостного потока в сопле и газожидкостной смеси в камере смешения.

Материал ВК8 обладает повышенной износостойкостью по сравнению со сталью 20Х, из которого ранее делались камера смешения и насадка смесителя, и, следовательно, при установке в ЭВГ-150 втулки и камеры смешения из сплава ВК8 можно сократить потери времени, связанные с остановкой работы эжекторной установки и заменой изношенных деталей.

Физико-механические характеристики сплава ВК8 приведены в таблице 5, структурные характеристики сплава ВК8 – в таблице 6.

Таблица 5 – Физико-механические характеристики сплава ВК8

Режим спекания	Средний диаметр зерна $d_{ср}$, мкм	Коэрцитивная сила H_c , кА/м	Плотность, γ , г/см ³	Твёрдость HRA	Предел прочности при изгибе $\sigma_{изг}$, МПа
Стандартный	1,60–2,20	9,0–9,5	14,5–14,8	88,0	170
Метановодородный	1,96	9,0	14,7	88,5	185
Вакуумный	1,69	9,3	14,8	89,6	205

Таблица 6 – Структурные характеристики сплава ВК8

Режим спекания	Объёмная доля пор, %	Количество пор > 50 мкм	Размер кобальтовой фазы L , мкм	Содержание свободного углерода, %	Размер отдельных крупных зёрен или их скоплений, мкм
Стандартный	Д1-В2	–	0,1–0,5	>0,2	15–20
Метановодородный	Д1 0,01	55, 73	0,1–0,5	≈0,2	15–20
Вакуумный	В1 0,01	–	0,1–0,2	–	15–20

Явление anomalно высокого прироста тяги в газовом эжекционном процессе с пульсирующей активной струёй

Впервые предложение использовать явление эжекции для повышения тяги (тягового к.п.д.) реактивного двигателя было высказано русским инженером Ф.Р. Гешвендом ещё в 1887 году.

Однако в экспериментах, проведённых как в нашей стране, так и за рубежом, эффект повышения тяги даже в условиях неподвижного аппарата (когда он должен быть наибольшим) либо не возникал, либо наблюдался количественно незначительным по сравнению с ожидаемым. Получавшиеся в опытах значения прироста тяги при конструктивно приемлемых габаритах эжекторного насадка не превышали 20–30 %. Аналогичные данные получались и в случае пульсирующей активной струи. Малые возникающие величины прироста тяги по сравнению с предполагавшимися связаны с большими внутренними потерями в эжекционном канале. При этом существенно, что на определённом уровне потерь эжектор как увеличитель тяги перестаёт действовать, способность же выполнять обычное эжектирование (отсос, нагнетание) он может сохранять.

В результате теоретических и экспериментальных исследований было обнаружено явление необычного anomalно высокого прироста реактивной силы при эжектировании атмосферного воздуха пульсирующей активной струёй (в опытах получено дополнительно до 20–40 % к исходной тяге).

Установлено, что возникновение явления связано с реализацией особой формы нестационарного движения газа с присоединением дополнительной массы, определяющей существенно меньшие потери и большие относительные количества присоединяемой массы, чем в случае стационарного эжектирования.

Физическая картина взаимодействия масс и возникновения anomalно высокого прироста реактивного импульса такова. Течение в периоде каждой пульсации (каждого цикла) состоит из двух основных фаз. В начальной (вспомогательной) фазе первые порции выбрасываемого активного потока приводят в движение находящийся в эжекционном канале газ, передавая ему часть своей кинетической энергии. Во второй фазе движения – главной по значимости фазе взаимодействия потоков (наступающей при окончании подачи активного газа в эжекторный насадок) – присоединяемая внешняя масса (воздуха) двигается, увлекаясь вслед за разогнанной в насадке порцией активного газа. Возникающее движение (в следе), инициируемое большим числом проходящих по газу вдоль насадка прямых и отражённых волн, характеризуется малой диссипацией (рассеянием) энергии и большим относительным количеством присоединяемой массы. Оно и определяет значительный прирост реактивной силы.

Таким образом, в эжекционном канале реализуется течение разделённых (слабо смешивающихся) структур газа с преимущественным увлечением дополнительной массы в волнах разрежения – в следе за столбом газа, разогнанного в эжекционном канале в начале пульсации. Взаимодействие масс активной и присоединяемой в этом случае не связано с резко диссипативным механизмом стационарного эжектирования на основе трения и смешения потоков.

Отмеченные важные особенности взаимодействия масс в газовом эжектированном процессе с пульсирующей активной струёй и возникновение при этом anomalно высокого прироста тяги проявляются при соблюдении определённых условий механико-геометрических соотношений в потоке: достаточно малые значения числа Струхала (0,1 или менее), достаточно большая скважность и перерывы в подаче активной струи (0,75 или более). За масштабные величины при определении чисел Струхала принимаются удвоенная длина эжекционного канала, время цикла за вычетом времени подачи активной струи, скорость звука в газе, движущемся в эжекционном канале, к моменту окончания подачи активной струи.

Научное значение открытия состоит в том, что оно существенно расширяет представления о природе формирования нестационарных течений газа; показывает, что возникновение высоких количественных эффектов (прироста тяги, присоединения массы) связано с реализацией особого механизма эжектирования, основанного на увлечении дополнительной массы в волнах разрежения при взаимодействии несмешивающихся (слабо смешивающихся) масс активного и эжектируемого потоков.

Практическое значение открытия заключается в возможности его использования для технических устройств, в которых используется струйное присоединение дополнительной массы (газотурбинные установки, малонапорные промышленные эжекторы, вентиляционные, обогревающие установки, системы очистки фильтров, системы активизации охлаждения цилиндров поршневых двигателей и др.), в которых в случае пульсирующей активной струи может достигаться более высокая экономичность или производительность, а также для совершенствования реактивных двигателей.

Таким образом, нами предполагается установить в эжекторном смесителе между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси. Так можно получить активную пульсирующую струю и предположительно увеличить тягу эжекторного смесителя на 20–40 %.

Предполагается в состав блочной кустовой насосной станции (БКНС) совместно с центробежным насосом секционным (ЦНС) параллельно или последовательно включить поршневой насос У86МА2. В этом случае появляется возможность того, что сопло будет совершать колебательные движения с частотой равной частоте подачи поршневого насоса.

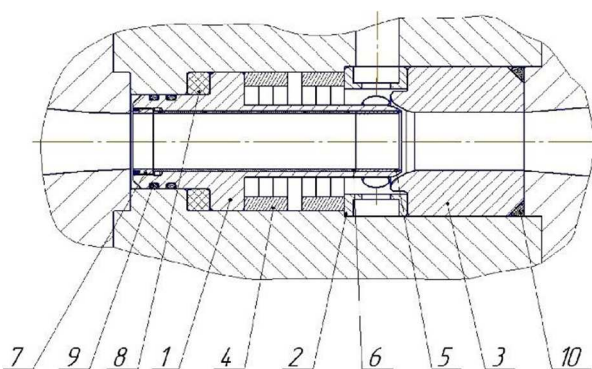


Рисунок 19 – Камера эжекции смесителя эжекторного с установленной прорезной пружиной:

- 1 – сопло; 2 – вкладыш; 3 – камера смешения из материала ВК8;
 4 – прорезная пружина, выполненная из стали 65Г; 5 – втулка из материала ВК8; 6 – втулка;
 7 – втулка резьбовая; 8 – втулка резиновая; 9 – кольца уплотнительные; 10 – кольцо уплотнительное

Заключение

Проблема использования попутного нефтяного газа приобретает всё большую актуальность. По последним данным, в Российской Федерации уровень использования попутного нефтяного газа составляет примерно 82–83 %, при этом в факелах сгорает около 6 млрд м³ (17–18 %).

В статье рассмотрено использование эжектора водогазового ЭВГ-150 для закачки газожидкостной смеси в системе ППД. Тем самым можно сократить количество неутилизованного попутного газа.

Преимущества применения водогазовых эжекторов:

- 1) утилизации значительных объёмов газа;
- 2) отсутствие механических компрессоров;
- 3) снижения вязкости нефти за счёт растворения в ней газа;
- 4) вытеснения нефти газом из крупных гидрофобных пор и верхних тупиковых зон;
- 5) простота и надёжность конструкции;
- 6) малые габариты и вес;
- 7) малая металлоёмкость;
- 8) лёгкое и дешёвое техобслуживание.

Установлено явление аномально высокого прироста тяги в газовом эжекционном процессе с пульсирующей активной струёй при определённых механико-геометрических соотношениях в потоке, обусловленное тем, что в эжекционном канале возникает течение разделённых (слабо смешивающихся) структур газа с преимущественным увлечением дополнительной массы в волнах разрежения, характеризующимся малой диссипацией энергии.

Для повышения производительности эжектора рассмотрено предложение установить между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси.

Литература

1. Абрамзон Л.С., Колпаков Л.Г. Гидравлика. Истечение из отверстий и насадков. Кавитация. Воздействие потока на преграды. – Уфа : Издательство УНИ, 1981. – 88 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. 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.
4. Вагапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти : учебное пособие. – Уфа : Издательство УГНТУ, 2003. – 166 с.
5. Долгов Д.В. Исследование и разработка технологии рационального использования нефтяного газа низкого давления : диссертация ... кандидата технических наук. – Тюмень, 2009. – 96 с.
6. Красильников И.А. Разработка методики расчёта характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем : диссертация ... кандидата технических наук. – М., 2010. – 146 с.
7. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. – Л. : Машиностроение, 1988. – 256 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : диссертация ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Сазонов Ю.А. Разработка методологических основ конструирования насосно-эжекторных установок для условий нефтегазовой промышленности : диссертация ... доктора технических наук. – М., 2010. – 394 с.
13. Соколов Е.Я., Зингер И.М. Струйные аппараты. – М. : Энергия, 1970. – 288 с.
14. Третьяк А.А. [и др.]. Скважинные фильтры. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2019. – 228 с.
15. Abdeli D.Z., Wisup B., Seiden A.B. Современные технологии водоподготовки для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 19–22.
16. Борис А.А. Рассмотрение режимов течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений ОАО «АНК «Башнефть» : Актуальные научно-технические решения для развития нефтедобывающего потенциала ОАО АНК «Башнефть» / сборник докладов научно-технической конференции молодых учёных-специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Издательство «БашНИПИнефть», 2012. – С. 166–169.
17. Борис А.А., Лягов А.В. Определение режима течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 66–78.
18. Еремеев И.В., Кохляков А.В., Малая А.Р. Оценка факторов, влияющих на эффективность системы поддержания пластового давления путем применения водогазового воздействия // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 168–169.
19. Кудрин О.И. Пульсирующее реактивное сопло с присоединением дополнительной массы // Сборник научных статей «Труды МАИ». – М. : Оборонгиз, 1958. – С. 98–180.
20. Письменский А.В., Арутюнян А.С., Савенок О.В. Математическое моделирование течения жидкости в перфорированных трубах // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 38–40.
21. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ возможностей совершенствования буровой техники и условий её эксплуатации при решении задач повышения эффективности нефтедобычи с

- осложнёнными условиями // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/60.pdf>, 1,250 у.п.л.
22. Савенок О.В. Анализ базовых научно-технических и научно-методических решений, применяемых в осложнённых условиях добычи. Разработка систем классификации методов и технологий // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – 58 с.
 23. Савенок О.В. Среднемасштабные факторы надёжности буровой техники при решении задач повышения эффективности нефтедобычи с осложнёнными условиями : «Теоретические и практические аспекты развития науки: медицинские науки, фармацевтические науки, технические науки, философские науки, педагогические науки, экономические науки, филологические науки, психологические науки» / сборник научных статей по итогам Международной заочной научно-практической конференции (4–5 июня 2013 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Издательство «КультИнформПресс», 2013. – С. 55–64.
 24. Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 7. – С. 43–49.
 25. 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.
 26. 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.
 27. Хазиев Р.Р. [и др.]. Оптимизация системы поддержания пластового давления как путь рациональной выработки запасов нефти из верхнетурнейских отложений месторождений Республики Татарстан // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 210–212.
 28. Шамов Н.А., Лягов А.В., Зинатуллина Э.Я. Технология и технические средства улучшения гидродинамической связи скважины с пластом // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 4. – С. 317–327.
 29. Патент RU № 2293178, E21B43/20. Система для водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов. – Дата подачи заявки: 22.06.2005. – Дата публикации патента: 10.02.2007.
 30. Патент RU № 2190760, E21B43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов, А.А. Фаткуллин. – Дата подачи заявки: 25.01.2001. – Дата публикация патента: 10.10.2002. – Патентообладатель: ООО «НИЦ НК «ЛУКОЙЛ».

References

1. Abramzon L.S., Kolpakov L.G. Hydraulics. Outflow from holes and nozzles. Cavitation. Effect of flow on obstacles. – Ufa : UNI Publishing House, 1981. – 88 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
4. Vagapov S.Y. Well pumping units for oil extraction : a training manual. – Ufa : USTU Publishing House, 2003. – 166 p.
5. Dolgov D.V. Research and development of technology of rational use of low pressure oil gas : dissertation ... candidate of technical sciences. – Tyumen, 2009. – 96 p.
6. Krasilnikov I.A. Development of methods for calculation of characteristics of the liquid-gas ejectors for operation of wells and water-gas influence on formation with use of the pump-ejector systems : dissertation ... candidate of technical sciences. – M., 2010. – 146 p.
7. Lyamaev B.F. Hydro-jet pumps and installations. – L. : Mashinostroyeniye, 1988. – 256 p.
8. Popov V.V. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
10. Savenok O.V. Efficiency improvement of basic and information and management technologies in development of hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : Dissertation ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Sazonov Yu.A. Development of the methodological basis for the design of the pump-ejector installations for the oil and gas industry conditions : dissertation ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2010. – 394 p.

13. Sokolov, E.Ya.; Singer, I.M. Jet Devices. – M. : Energia, 1970. – 288 p.
14. Tretiak A.A. [et al]. Well-filters. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2019. – 228 p.
15. Abdeli D.Z., Wisup B., Seiden A.B. Modern technologies of water treatment for reservoir pressure maintenance at oil fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 19–22.
16. Boris A.A. Consideration of regimes of flow of gas-liquid mixture in pipelines on units of track water discharge of Arlan group of fields of OAO ANK BashniPneft : Actual scientific and technical solutions for development of oil production potential of OAO ANK Bashneft / collection of reports of scientific and technical conference of young scientists-specialists of OOO BashniPneft. – Ufa : «Bashni-Pneft» Publishing House, 2012. – P. 166–169.
17. Boris A.A., Lyagov A.V. Definition of a mode of a stream of a gas-liquid mixture in pipelines on installations of way water discharge of Arlan group of deposits of JSC «ANK Bashneft» // Oil and gas business. – 2012. – № 2. – P. 66–78.
18. Ereemeev I.V., Kokhlyakov A.V., Malaya A.R. Estimation of the factors affecting the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system by applying the water-gas influence // Bulatovskie readings: Proceedings of the 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. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 168–169.
19. Kudrin O.I. Pulsating jet nozzle with additional mass joining // Collection of scientific articles «Proc. of MAI». – M. : Oborongiz, 1958. – P. 98–180.
20. Pismenskiy A.V., Harutyunyan A.S., Savenok O.V. Mathematical modeling of liquid flow in perforated pipes // Neftepromyshlennoe Delo. – 2013. – № 8. – P. 38–40.
21. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the possibilities of improvement of the drilling equipment and conditions of its operation at the solution of problems of increase of efficiency of oil production with the complicated conditions // Polythematic network electronic scientific journal of the Ku-Ban State Agrarian University (Scientific journal of Kuban State Agrarian University). – Krasnodar : Kuban State Agrarian University, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/60.pdf>, 1,250 c.p.l.
22. Savenok O.V. The analysis of basic scientific and technical and scientific-methodical decisions taken in difficult conditions of extraction. Development of the classification systems of methods and technologies // Mountain information-analytical bulletin (scientific-technical journal). Separate articles (special issue). – M. : Mining Publishing House «Gornaya Kniga», 2013. – № 7. – 58 p.
23. Savenok O.V. Medium-scale factors of reliability of drilling equipment in solving the problems of increasing the efficiency of oil production with complicated conditions : «Theoretical and practical aspects of science development: medical sciences, pharmaceutical sciences, engineering sciences, philosophical sciences, teaching sciences, economic sciences, philological sciences, psychological sciences» / collection of scientific articles on the results of the International Scientific Conference by correspondence (June 4–5, 2013, St. Petersburg). – Saint-Petersburg. Publishing house «CultInformPress», 2013. – P. 55–64.
24. Savenok O.V. Principles of forming innovation-production and resource-saving methods and strategies // Oilfield business. – 2013. – № 7. – P. 43–49.
25. 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.
26. 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.
27. Khaziev R.R. [et al]. Optimization of the system of reservoir pressure maintenance as a way of rational production of oil reserves from the Upper Tatarstan deposits of the Republic of Tatarstan // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 210–212.
28. Shamov N.A., Lyagov A.V., Zinatullina E.Ya. Technology and technical means for improvement of a well hydrodynamic connection with a layer // Oil and gas business. – 2006. – № 4. – P. 317–327.
29. Patent RU № 2293178, E21B43/20. System for water-gas influence on a layer / A.N. Drozdov. – Application date: 22.06.2005. – Date of publication of the patent: 10.02.2007.
30. Patent RU № 2190760, E21B43/20. Method of water-gas influence on the formation / A.N. Drozdov, A.A. Fatkullin. – Application date: 25.01.2001. – Date of patent publication: 10.10.2002. – Patent owner: OOO SIC NK «LUKOIL».

УДК 622.276.63

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ DELTA NIGER**



**RESEARCH OF EFFICIENCY OF APPLICATION OF VARIOUS
METHODS FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION
ON THE DELTA NIGER OIL FIELD**

Нвизуг-Би Лейи Клуверт

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Аннотация. Добыча нефти в Нигерии, которая занимает первое место в Африке и седьмое в мире по запасам, играет важную роль в национальной экономике. Поэтому исследования, положенные в основу статьи, направлены на анализ повышения эффективности освоения месторождений нефти на месторождении Delta Niger реки Нигер в Нигерии. Месторождение занимает площадь в 45 тыс. кв. акров в блоках OPL 216 и OPL 217. Запасы месторождения оценены в 800 млн. баррелей или 128 млн тонн нефти. Пиковая добыча составляет 250 тыс. барр./сут. Оператором месторождения Delta Niger на нигерийском шельфе является «Chevron Texaco».

Ключевые слова: текущее состояние разработки месторождения Delta Niger; анализ эффективности осуществляемой системы разработки месторождения Delta Niger; обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт; анализ эффективности проведения солянокислотных обработок на месторождении Delta Niger; анализ эффективности проведения пенокислотной обработки; определение, сущность и эффективность воздействия; технологический процесс закачки пенокислоты.

Nwizug-bee Leyii Kluivert

postgraduate student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Annotation. Oil production in Nigeria, which ranks first in Africa and seventh in the world in reserves, plays an important role in the national economy. Therefore, the studies underlying this article are aimed at analyzing the increase in the efficiency of oil field development at the Delta Niger field of the Niger River in Nigeria. The deposit covers an area of 45 thousand square meters. acres in blocks OPL 216 and OPL 217. The reserves of the field are estimated at 800 million barrels or 128 million tons of oil. Peak production is 250 thousand barrels per day. The operator of the Delta Niger offshore Nigeria is «Chevron Texaco».

Keywords: current state of development of the Delta Niger oil field; analysis of the effectiveness of the ongoing Delta Niger oil field development system; substantiation of development options, technologies and working agents for stimulating the formation; analysis of the effectiveness of hydrochloric acid treatments at the Delta Niger field; analysis of the effectiveness of the foam acid treatment; definition, nature and effectiveness of the impact; foam acid injection process.

Введение

В настоящее время большинство эксплуатируемых нефтяных месторождений в Нигерии расположены в море (в дельте реки Нигера и глубоководной части гвинейского залива). На суше имеется небольшое количество нефтяных месторождений.

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр Земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счёт массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение её с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины.

Как показывает опыт применения методов воздействия на призабойные зоны скважин в Нигерии, 30–40 % обработок по скважинам оказываются неэффективными или малоэффективными. В основном это обуславливается неправильным выбором метода воздействия для конкретной скважины и пласта или несоблюдением рекомендуемых параметров при проведении процесса обработки.

Общие сведения по месторождению Delta Niger

Месторождение Delta Niger расположено в Гвинейском заливе и тянется через всю территорию области дельты Нигер (рис. 1). От эоцена до настоящего времени дельта расположилась в юго-западном направлении, образуя пояс залежей, где и происходят наиболее активные разработки на всех этапах развития.

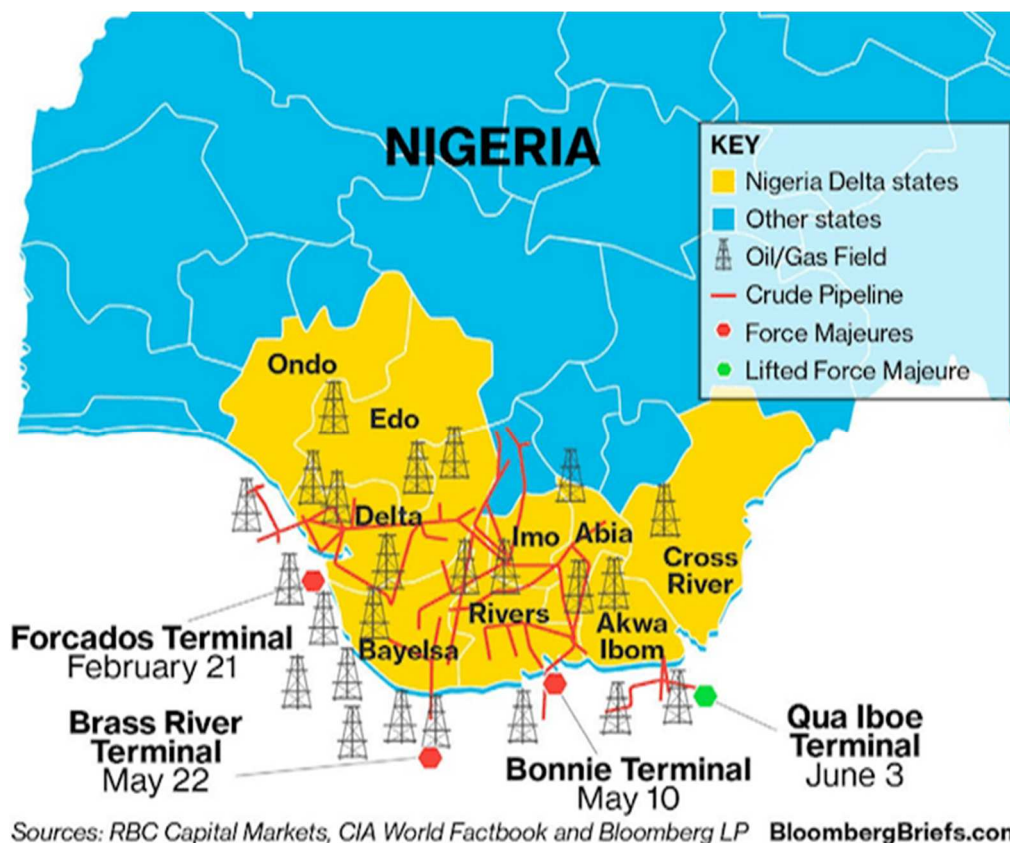


Рисунок 1 – Обзорная карта региона Niger Delta

Месторождение Delta Niger образовалось с формированием впадины Бенуэ-Абакилики в ранний меловой период как рукав разрушенного тройного перехода, который ассоциируют с открытием Южной Атлантики в определении и описании третичной стратиграфии дельты Нигера, признанной тремя формациями. При определении и описании третичной стратиграфии дельты Нигера были признаны три образования. В порядке возрастания, это образования Аката, Агбада и Бенин, относящиеся к морской, переходной и континентальной средам, соответственно. Эти литофации являются диахронными, проходящими через дельту Нигера, и стратиграфическая последовательность, как говорят, и представляет из себя общую укрупнённую восходящую последовательность толщиной более 12000 м. Образование Акаты – это, как правило, открытый морской и продельтовый, с тёмно-серыми сланцами линзовидных залежей из иловых камней и песчаников. Эта часть не разработана на большей части дельты и не была разбурена, за исключением краев Дельты.

Параллельное/переходное образование Агбада, которое поверхностно формирует Акату, состоит из циклического укрупнения восходящей регрессивной последовательности, возникающей в результате смещения рукава дельты и изоляции. Он состо-

ит преимущественно из береговых и канальных песков с незначительными отложениями сланца в верхней части и чередованием песков и сланцев в равной пропорции в нижней части (рис. 2).

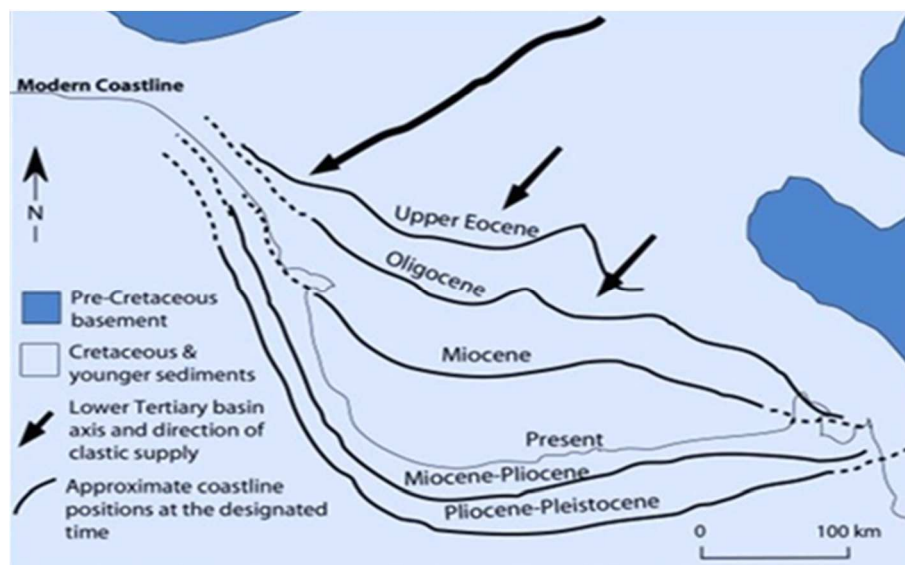


Рисунок 2 – Карта расположения бассейна дельты реки Нигер

Мощная толща отложений дельты Нигера может рассматриваться как состоящая из трёх единиц. Основная единица, прежде всего, состоит из морских сланцев и называется формацией Аката.

Эта единица также включает некоторые прослои песка, которые, как думают, являются континентальным наклонным каналом, заполненным турбидитами. Толщина формации Аката изменяется от 600 до вероятно более чем 6000 м. Залегающая параллельно последовательность отложений формирует формацию Агбада, которая состоит из переслаивающихся песков и сланцев с толщиной приблизительно от 300 до 4500 м. Формация Агбада состоит из многочисленных несогласных регрессивных циклов, из которых песчаные части составляют главные бассейны углеводородов, и сланцев покрывающей породы. Самая верхняя единица – Бенинская формация состоит из флувиальных осадков с прослоями гравия и песков. Эта единица является самой толстой в центральной области дельты (2100 м).

В формации Аката быстрое смещение песка по краю дельты по кровле недоуплотнённых глин закончилось развитием большого количества конседиментационных гравитационных разломов. Эти так называемые «разломы нарастания» также известны на американском побережье. Интервал между последовательными разломами нарастания уменьшается с увеличением наклона осадкообразования или увеличением смещения по падению.

Название разлом нарастания происходит из факта, что после его формирования разлом остаётся активным, и таким образом позволяют более быстрое отложение осадка в нисходящей части относительно блока взброса. Отношение толщины данной стратиграфической единицы в блоке взброса называют индексом роста, который в Нигерии может быть столь же высок как 2,5. Амплитуда разлома на уровне формации Аката часто достигает нескольких тысяч футов. Увеличенное отложение осадков по разлому вызывает вращательное движение, которое наклоняет прослои к разлому. Таким образом, антиклинальные структуры сформированы по разломам. В то же время приблизительно 25 месторождений нефти в дельте Нигерии в основном не имеют разломов.

Более обычный случай представляют области, в которых вторичные трещинные ответвления разлома пересекают структуру, сформированную региональным разломом. Приблизительно 70 зон имеют этот тип и около 10 дополнительных зон – простые антиклинали с одним или противоположно ориентированными разломами. Приблизительно в 20 зонах прибрежной области дельты Нигерии намного больше мощных разломов, чем в вышеупомянутых зонах. Типичный разлом имеет разваленный тип гребня с рядом близко расположенных разломов нарастания и рядом обычных разломов.

Качество песчаного коллектора сильно зависит от фациальной обстановки процесса осадконакопления и глубины залегания. Многие коллекторы представляют барьерный бар или разросшийся точечный бар. Пески коллектора толщиной более 15 м имеют обычно сложную природу, состоят из суперналожений песков, отложившихся в тех же самых или различных обстановках осадконакопления.

Многие коллекторы являются гетерогенными. Их общее происхождение – часть барьера, сокращенный канал рукава дельты на том же самом стратиграфическом уровне. Проницаемость коллекторов является переменной, часто составляя несколько Дарси.

Территория реки Дельта протяжённостью 12 км охватывает площадь 75000 км² на юге Нигерии и залив Гвинея на шельфе Нигерии. Эта территория содержит 12-е по величине известное накопление извлекаемых углеводородов, запасы которых превышают 34 миллиарда баррелей нефти и 93 триллиона кубических футов газа. Эти месторождения были разделены на три крупномасштабные литостратиграфические единицы: основой палеоцен до последних про-дельта фаций Акатинской свиты; эоцен до фаций, образовавшихся вдоль морского берега Агбадской свиты, и олигоцен – речные фации Бенинской свиты.

Геолого-геофизическая характеристика месторождения

Месторождение Delta Niger расположено в юго-западной части дельты Нигера. Открыто в 1965 году, после окончания работ скважины Дельта-1, стало ориентировано на структурную перспективу, и месторождение было открыто для производства в 1968 году. Пиковая добыча нефти достигла 45000 баррелей нефти в день в феврале 1979 года и снизилась до 38000 баррелей нефти в сутки с 25 скважин (по состоянию на июль 2000 года). Совокупная добыча нефти с месторождения составляет 246 миллионов баррелей нефти, а оставшиеся запасы оцениваются в 147 миллионов баррелей нефти.

Характеристика геологического строения

Месторождение разделено на 2 основных тектонических участка Западный блок 1 протягивается относительно восточного блока 2 вдоль основного разлома (рис. 3) Третий блок тектонического участка в северо-восточной части месторождения, определенный небольшим выступом, не имеет коммерческих запасов нефти. Скважины месторождения Delta Niger обычно пробурены до нижних частей Агбадской свиты и ориентированы на структурный объект в середине пласта. Только несколько скважин были зарегистрированы в Бенинской свите, содержащей пресноводные насыщенные пески.

Из 37 скважин, пробуренных на месторождении, 14 вертикальных и 23 наклонных (5 из этих наклонных скважин становятся горизонтальными на глубине). Двенадцать скважин расположены на тектоническом участке 2 (рис. 3D). Одна скважина на тектоническом участке 2 представляет собой водонагнетательную скважину, которая используется для обеспечения поддержки давления. Дополнительные горизонтальные скважины были недавно пробурены для решения проблемы водопроницаемости при добыче скважин и оптимизации производства на основе результатов моделирования пласта. В настоящее время на месторождении открыто 53 продуктивных пласта.

Порода и нефтенасыщенные пласты

Для месторождения Delta Niger основной материнской породой является формация Аката с образованием Агбада, выступающие пластовой породой (рис. 4). Однако переполненность сланцами нижней Агбадской свиты также можно считать пластовой породой. Изучение материнских пород по всей дельте в 1980 году показывает, что общий уровень содержания углеводорода колеблется от 0,4 до 14,4 %. В других исследованиях сообщалось только об общих значениях, достигающих 5,2 % со средним показателем в 2,4 %. В других работах, занимавшихся изучением общих органических углеродов в песчаниках, алевролитах и сланцах, показано общее количество органических углеродов, составляющее от 1,4 до 1,6 %, и отмечается, что общий уровень содержания углеводородов со временем сокращается.

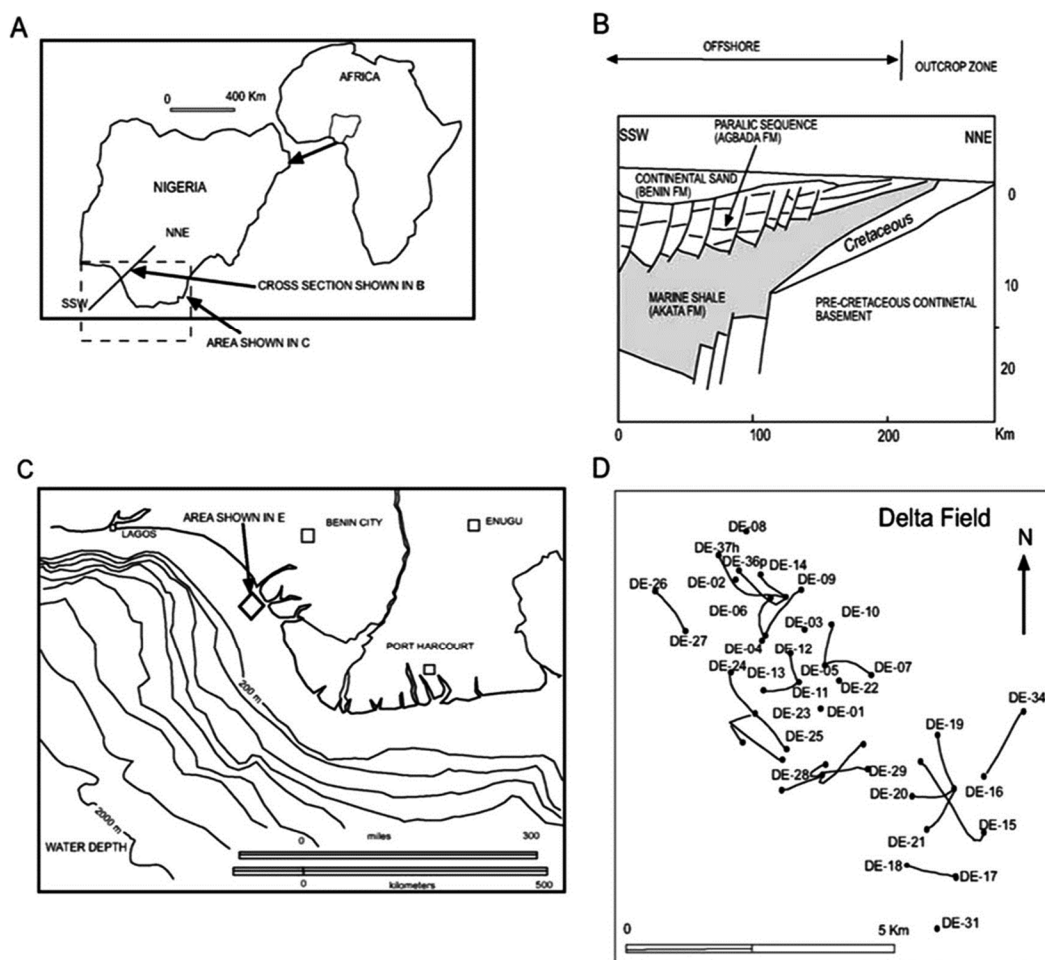


Рисунок 3 – Схема расположения области исследования:
 А – расположение бассейна дельты Нигера; В – поперечное сечение дельты Нигера (см. расположение поперечного сечения в А); С – карта расположения месторождения Delta Niger;
 D – расположение скважин на месторождении Delta Niger

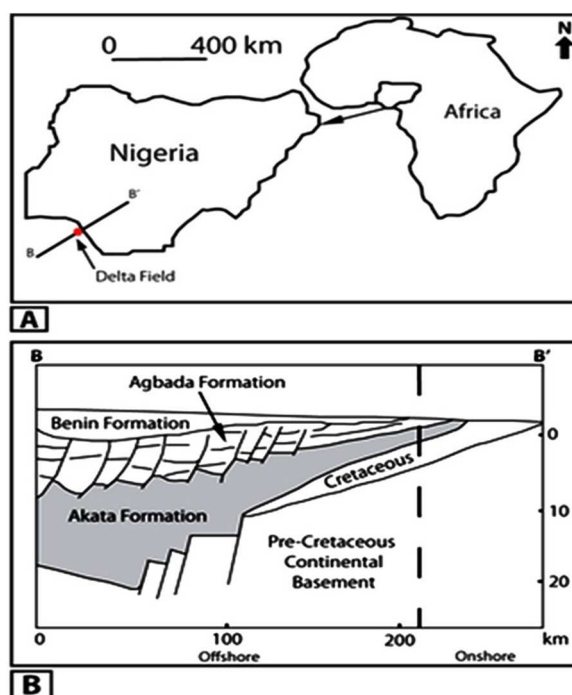


Рисунок 4:
 (А) – месторождение Delta Niger, расположенное в дельте реки Нигер;
 (В) – геологический разрез месторождения Delta Niger

Установлено, что наибольшие толщины коллекторов, состоящие из большого числа проницаемых пропластков, разобъённых прослоями глин, приурочены к северной – северо-восточной частям единой залежи. Вверх по восстанию пород и к бортам залежи сравнительно монолитные пакки видоизменяются за счёт увеличения содержания в них глинистого материала. Такое изменение выражается, в первую очередь, в расслоении пачек, в связи с чем возрастает число изолированных проницаемых прослоев. На рисунке 5 представлена структурная карта кровли коллектора месторождения Delta Niger.

Верхняя часть Агдадской свиты определяется как основание пресноводных песков на высоте около 3000 футов ниже уровня моря. Основание пласта, которое не проникает в скважины, лежит на высоте более 8000 футов ниже уровня моря. Таким образом, формация Агдада имеет толщину более 5000 футов, находясь под месторождением Delta Niger.

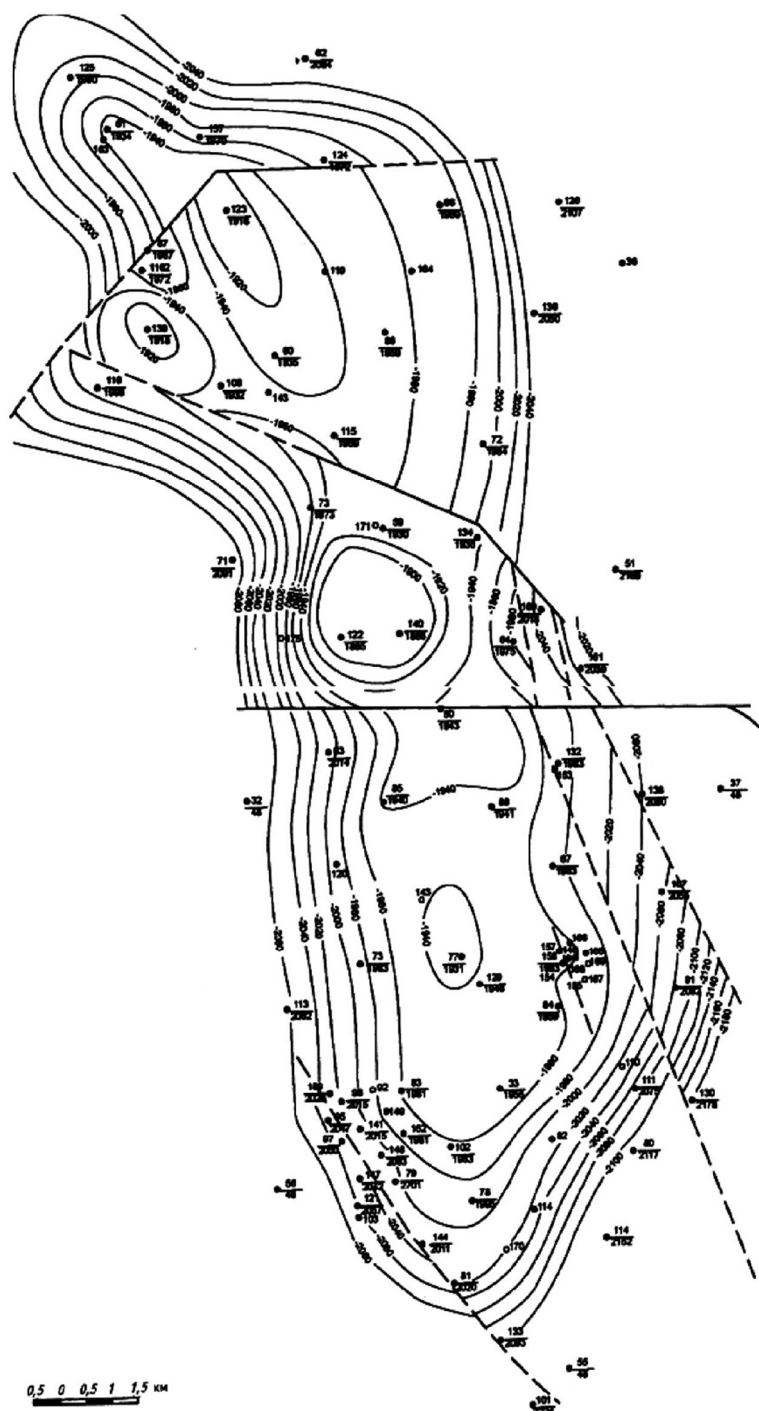


Рисунок 5 – Структурная карта кровли коллектора месторождения Delta Niger

Данные, используемые для этого исследования, были взяты у компании «Chevron Nigeria» (подразделение «Chevron Texaco Overseas»), включает в себя геологический разрез 36 скважин и трёхмерный сейсмический куб прилегающей области месторождения Delta Niger. Также был использован биостратиграфический отчёт по скважине Дельта-2. Были отображены 10 стратиграфических поверхностей и их основные недостатки; 5 стратиграфических поверхностей были основными поверхностями разрешения, а остальные 5 были почти горизонтальными поверхностями между этими разрушаемыми поверхностями. На рисунке 6 показано изображение образцов и границы, наблюдаемые в сейсмических сечениях вблизи месторождения Delta Niger.

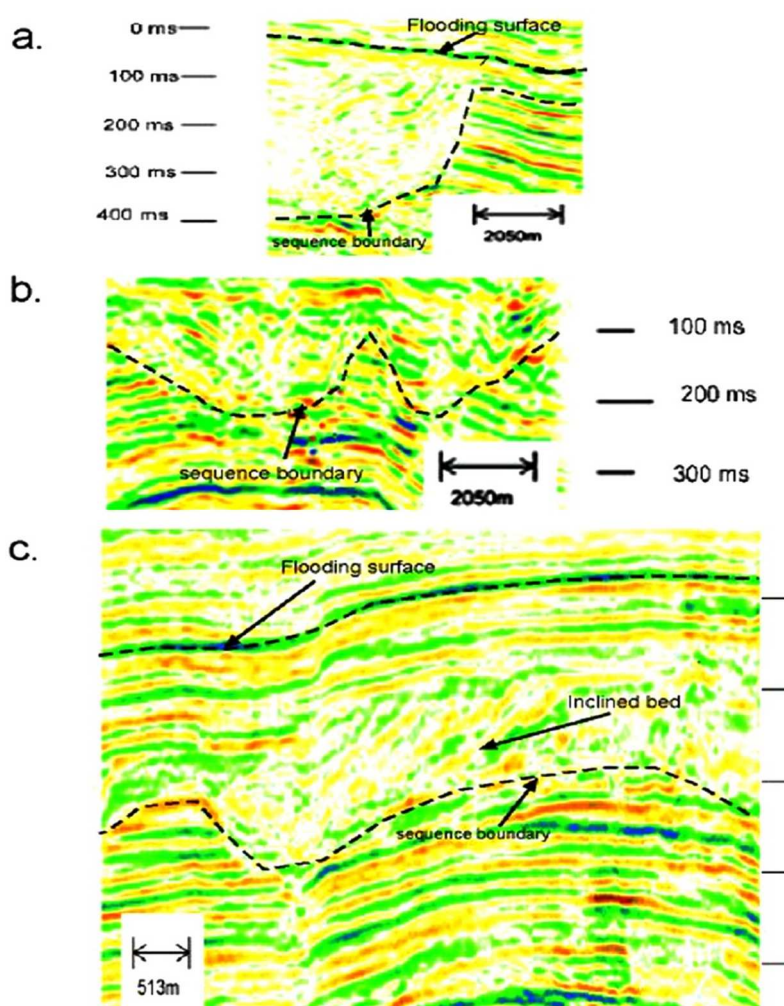


Рисунок 6 – Изображение образцов и границы, наблюдаемые в сейсмических сечениях вблизи месторождения Delta Niger: А, В – изображения в области разреза границ; С – слои, перекрывающие границы

Стратиграфические различия в формировании месторождения Delta Niger формации Агдады отражают регрессию осадочных сред в бассейне дельты Нигера; в широких пределах от более мелкозернистых отложений более глубоко в скважинах, расположенных непосредственно над нижележащими сланцами Аката (более высокие значения метода гамма-каротажа), до более крупнозернистых отложений в скважинах ниже вышележащей Бенинской свиты (значения метода гамма-каротажа). Верхняя часть Агдадской свиты определяется как основание пресноводных песков на высоте около 3000 футов ниже уровня моря. Основание пласта, которое не проникает в скважины, лежит на высоте более 8000 футов ниже уровня моря. Таким образом, формация Агдада имеет толщину более 5000 футов, находясь под месторождением Delta Niger. Метод гамма-каротажа показывает вертикальные вариации от десятков до нескольких сотен футов, наложенные на пластовые шкалы, которые регистрируют чередование между песчаными и т.д.

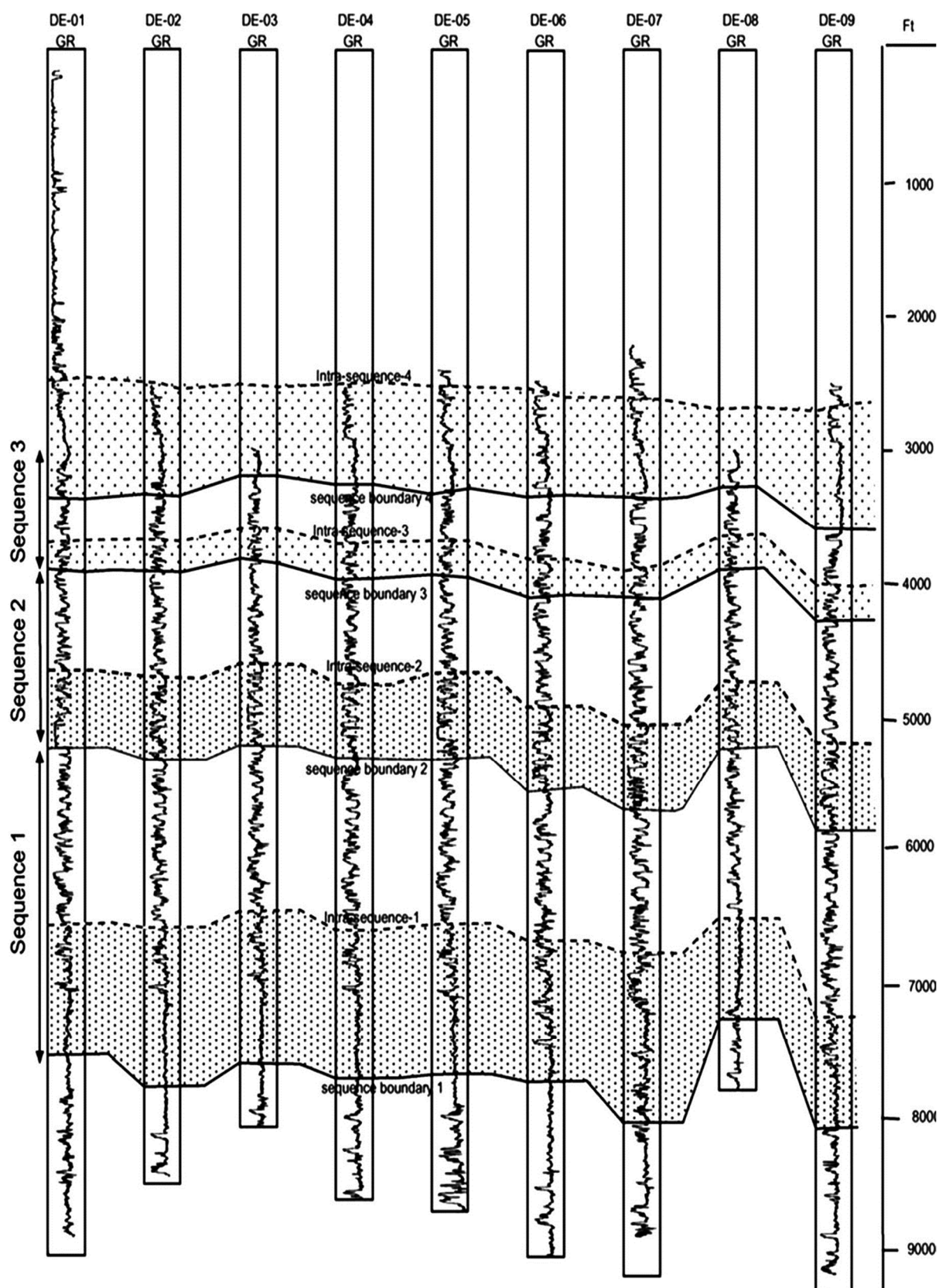


Рисунок 7 – Корреляционная диаграмма гамма-облучения геологического разреза месторождения Delta Niger; модели геологических разрезов, показывающие общие тенденции восходящего движения и общее уменьшение толщины последовательности вверх

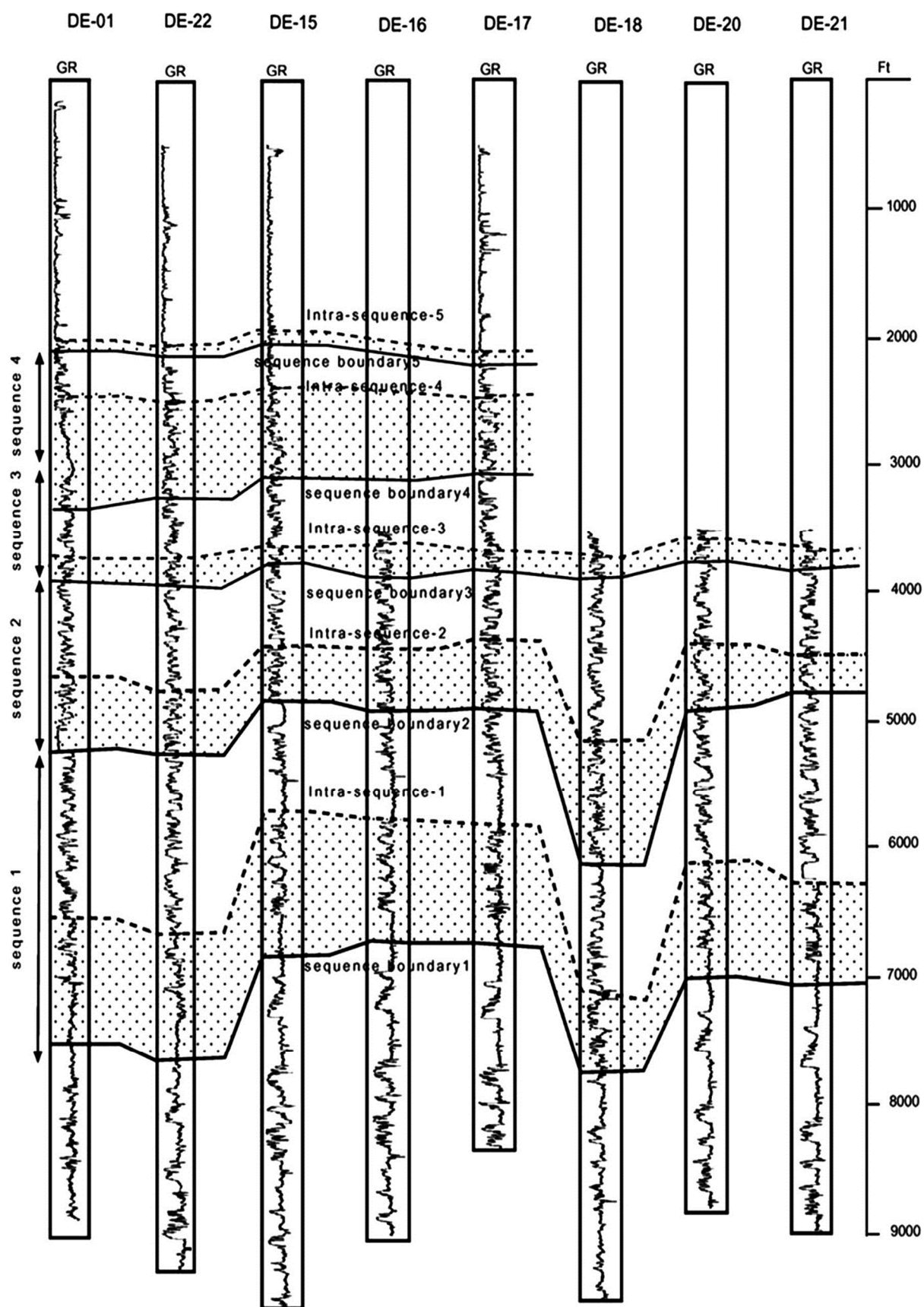


Рисунок 8 – Стратиграфические различия в формировании месторождения Delta Niger

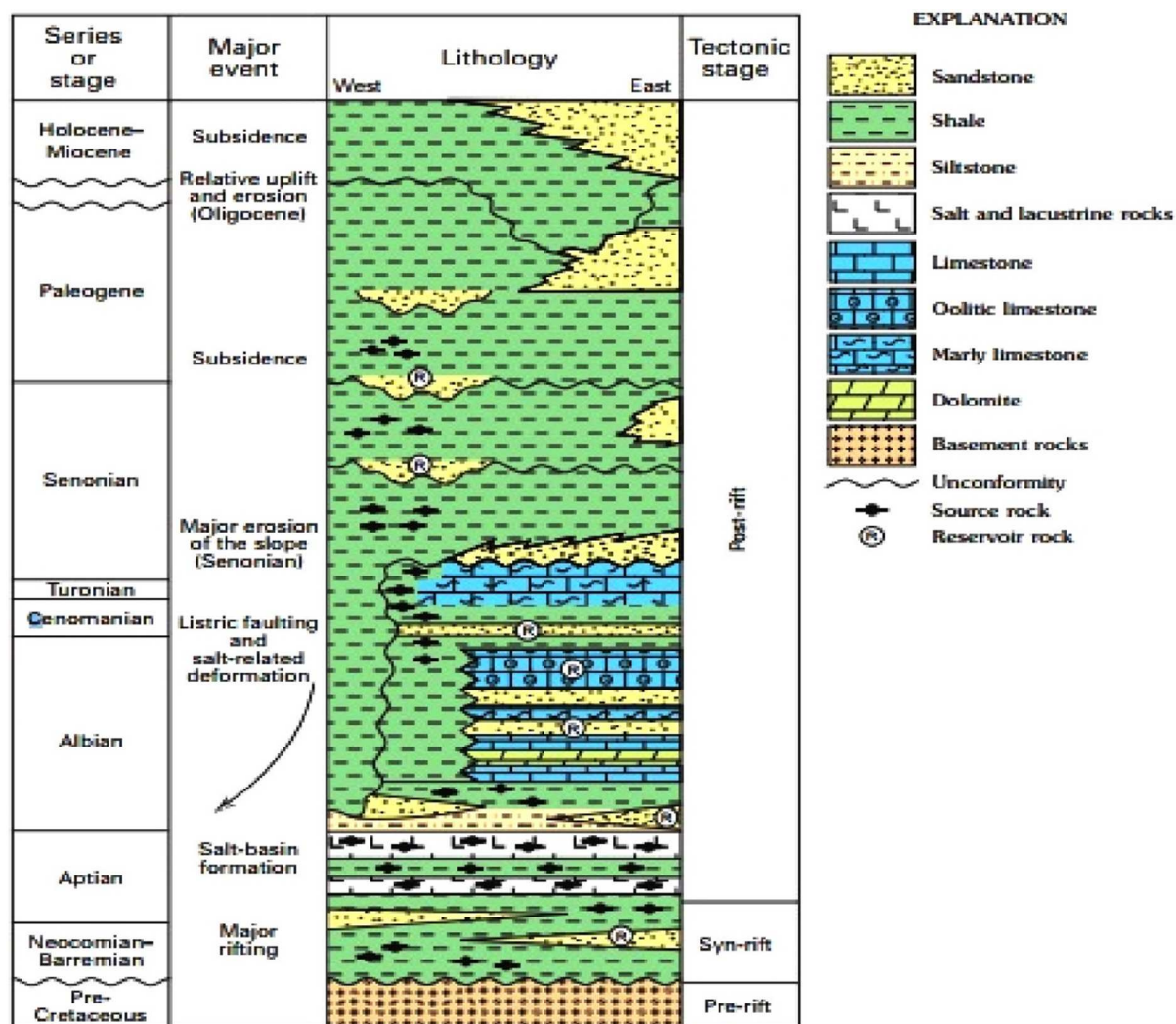


Рисунок 9 – Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений месторождения Delta Niger

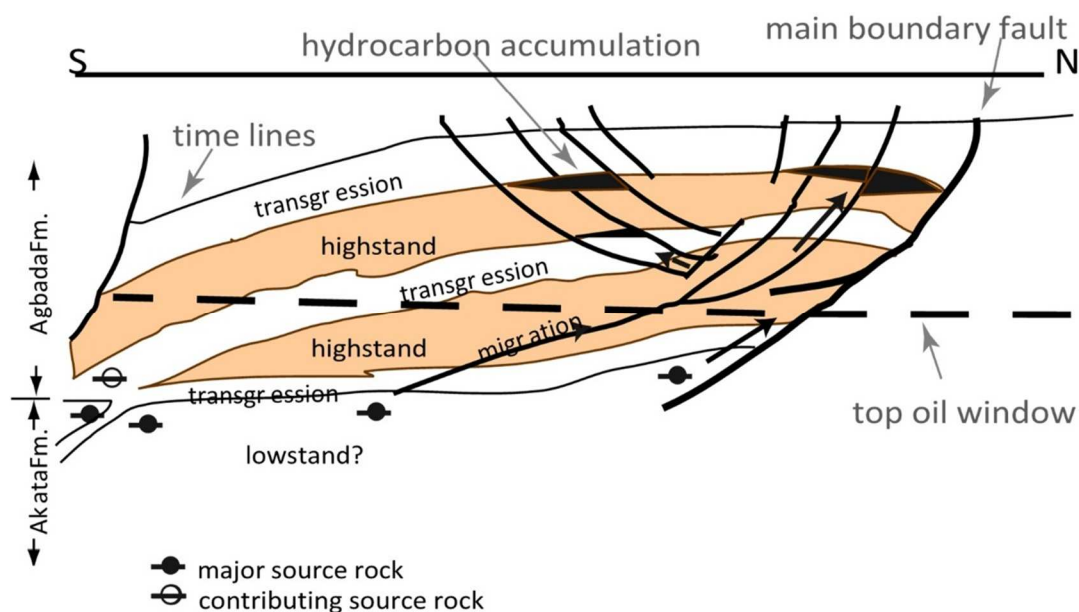


Рисунок 10 – Стратиграфический разрез центральной части месторождения Delta Niger, показывающий отношение материнской породы, путей миграции и углеводородных ловушек, связанных с разломами; основной недостаток – разделение границ мегаструктуры, которые представляют собой крупные разрывы

Имеются предположения, что нижнемеловые сланцы месторождения Delta Niger были исходной нефтематеринской породой. Эти меловые отложения никогда не вскрывали бурением ниже дельты из-за большой глубины. Поэтому не существует каких-либо данных об их потенциале как материнской породы. Миграция нефти из меловых отложений в бассейны формации Агбада требовало бы запутанной сети разломов, поскольку сланцы Аката достигают толщины более 6000 м. Данные о наличии такой сети разломов отсутствуют. К тому же химический состав нефти не подтверждает очевидность гипотезы о материнских породах мелового периода. Поскольку данные прямых геохимических исследований отсутствуют, проверить такую гипотезу на месторождении Delta Niger не представляется возможным.

Характеристика продуктивных пластов месторождения Delta Niger

Нефть на месторождении Delta Niger содержится в песчаниках и рыхлых песках, преобладающих в отложениях Агбады. Характеристика этих отложений контролируется палеообстановкой их образования и глубиной залегания. Возраст отложений – эоцено-плиоцен, а толщина составляет от 15 до более чем 45 м. Более мощные отложения, вероятно, представляют сложные системы каналов. Основываясь на геометрии бассейна и характеристике пород, американский учёный Кульке описывает наиболее важные типы отложений как одиночные бары, каналы, кулисообразные бары барьера, периодически сокращенные заполненные песком каналы. Эдвардс И.Д. и Сантогресси Р.А. описывают первичные отложения месторождения Delta Niger и дельты Нигера в целом как миоценовые песчаники с пористостью 40 %, проницаемостью 2 Дарси и толщиной 100 м. Боковое изменение в толщине бассейна уверенно контролируется разломами, причём бассейн утолщается в пределах блока типа сброс.

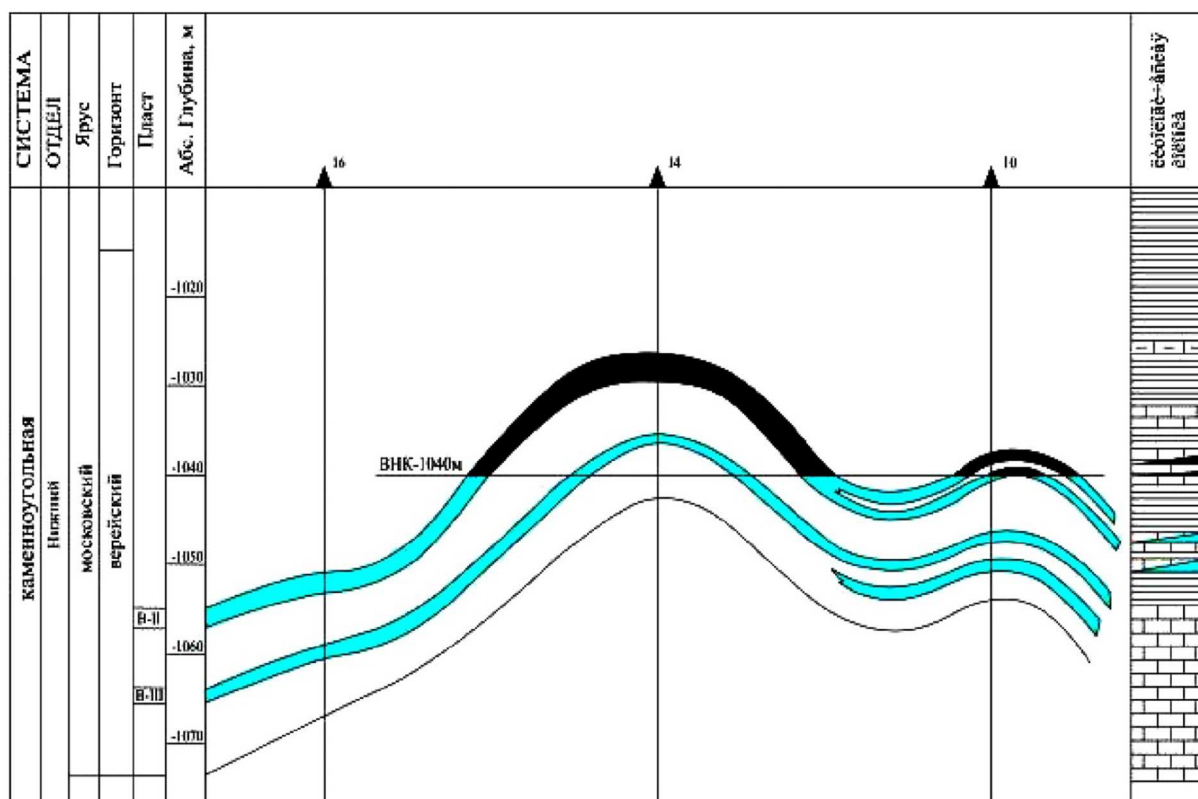


Рисунок 11 – Геологический профиль отложений верейского горизонта

Размер зёрен песчаника бассейна сильно изменчивый – от речных песчаников, имеющих тенденцию быть более грубыми, чем их аналоги фронта дельты, до точечных баров и баров барьера, которые имеют лучшую сортировку зёрен. Большая часть песчаника почти неконсолидирована, некоторая содержит незначительное количество глинистого цемента. Пористость отложений уменьшается с глубиной и изменением

термобарических условий комплекса Дельты. Во внешней части Дельты сложные, глубоководные пески. Отложения глинистых песчаников и проксимальные мулты создают перспективные в отношении нефтегазоносности бассейна.

Разрез продуктивной толщи пласта Дел₁ по выдержанности и мощности отдельных песчано-алевролитовых пластов в большинстве скважин весьма чётко подразделяется на две литологические пачки: нижнюю и верхнюю. В верхней части разреза наблюдается чередование пластов-коллекторов с глинистыми породами – глинами и глинистыми алевролитами.

Песчаники верхней пачки отличаются резкой литолого-фациальной изменчивостью, линзовидностью, полным выклиниванием и несопоставимостью разрезов даже в соседних скважинах, т.е. на расстоянии в несколько сотен метров. Толщины отдельных песчаных пропластков меньше, чем в нижней пачке, и, как правило, не достигают 20 м.

Нижнюю часть продуктивной толщи слагают песчано-алевролитовые породы с подчинёнными глинистыми прослоями, не выдержанными по простираанию, что позволяет считать эту часть разреза единым резервуаром.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика месторождения Delta Niger

Параметры	Объекты разработки	
	Залежь 1	Залежь 2
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2460	2600
Тип залежи	литологически экранированная, неполнопластовая	заливообразный
Средняя общая толщина, м	74,4	50,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,1	4,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,8	4,1
Коэффициент пористости нефтяной зоны / газовой, доли ед.	0,227	0,24 / 0,23
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,667	0,600
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	82	50
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,14	0,12
Расчлененность	13,7	8,3
Начальная пластовая температура, °С	84	92
Начальное пластовое давление, МПа	22,7	25,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	16,9	21,3
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м ³	0,834	0,860
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,639	1,282
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,50	14,95
Газовый фактор, м ³ /т	143	–
Содержание сероводорода, %	–	–
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,007	
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	2	2
воды	4,5	4,5
породы	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,695	0,695

Основными геолого-физическими характеристиками месторождения для оценки применимости различных методов воздействия являются:

- глубина продуктивных пластов – 2400–2600 м;
- залежи литологически экранированные, естественный режим – упругий замкнутый;
- высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов;
- нефть нафтенового ряда, парафинистая и малосмолистая.

Свойства нефти и газа

Физические и химические свойства нефти в месторождения Delta Niger являются очень переменными, даже в пределах коллектора. Нефть имеет диапазон плотности 16–50° API и зеленовато-коричневый цвет. При этом 56 % нефти месторождения имеют диапазон плотности 30–40° API. Первая группа – лёгкая нефть, вторая группа – не восковая нефть более глубоких коллекторов (максимальное содержание парафина в нефтях до 20 %, но обычно около 5 %). Они имеют более низкую плотность API (средний API 26°). Нефть с плотностью меньше 25° API составляет только 15 % Нигерийских запасов месторождения Delta Niger. Концентрация серы в большинстве случаев низкая (0,1–0,3 %), хотя в некоторых пробах содержание серы составило 0,6 %. Имеются данные о том, что существует обратная корреляция между плотностью и содержанием серы в нефти, что может быть связано с деградацией нефти.

Концентрация никеля и ванадия в нефтях Дельты составляет 0,01–0,41 со средним числом 0,12. Присутствие указанных металлов по данным геохимических исследований и физических свойств нефти указывают на то, что породы источника Дельты содержат преимущественно органический материал континентального происхождения, который накапливался в бескислородной водной среде, что препятствовало соединению ванадия и никеля с образованием гидроокисей и соединений с метастабильными ионами сульфида. Сохранение органического материала при этих условиях весьма хорошее.

Таблица 3 – Параметры нефти

Параметры	Стратиграфия (горизонт, ярус)	
	Барремский	Альбский
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м ³	0,8793	0,8851
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м ³	0,8951	0,8929
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	16,9	21,3
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,056	1,032
Газосодержание, м ³ /т	21,6	14,82
Содержание серы в нефти, %	2,89	2,7
Содержание парафина в нефти, %	4,51	4,73
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,2	7,6
Плотность воды в пластовых условиях, тонн/м ³	1,169	1,161

Нефть месторождения Delta Niger высокого качества, с низкими концентрациями CO₂, меркаптанов и N₂. В настоящее время 75 % нефти и газа, добываемых в дельте Нигера, используется в качестве топлива.

Запасы нефти, газа и конденсата

По степени разведанности и изученности запасов месторождения Delta Niger полезные ископаемые делятся на основные категории:

A (A₁, A₂) – достоверные запасы;

B – вероятные запасы;

C (C₁, C₂) – возможные запасы.

Начальные балансовые (общие, геологические) запасы нефти в залежах определяются по формуле:

$$Q_0 = F \cdot H \cdot k_{по} \cdot k_n \cdot B \cdot \rho,$$

где Q₀ – начальные балансовые (геологические) запасы нефти, млн. тонн; F – площадь нефтеносности, м²; H – эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта, м; k_{по} – коэффициент открытой пористости (пустотности), доли единицы; k_n – коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы (%); B – объёмный коэффициент, показывающий, какой объём 1 м³ товарной нефти занимает в пластовых условиях (B равен около 0,85–0,86); ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Извлекаемые запасы нефти подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_{извл} = Q_0 \cdot K_{извл},$$

где $Q_{извл}$ – извлекаемые запасы нефти, млн. тонн; $K_{извл}$ – коэффициент извлечения нефти или коэффициент нефтеотдачи (K_n).

$K_{извл}$ обычно при водонапорном режиме для новых залежей принимается равным 0,5–0,6 и зависит от способов эксплуатации, температуры нефтяной залежи, физических свойств нефти, газового давления и других факторов. Кизвл выше для нефтеносных залежей, сильно насыщенных газом.

В таблице 4 приведено состояние запасов нефти по месторождению Delta Niger по состоянию на 01.01.2016 г.

Текущее состояние разработки месторождения Delta Niger

Месторождение Delta Niger относится к числу низкопродуктивных по большинству объектов разработки в связи с неблагоприятными геолого-физическими параметрами пластов и нефтей. Нефть имеет повышенную вязкость по I, II и III объектам и высокую по IV.

Объекты представлены залежами с карбонатными, кавернозно-трещиноватыми высокорасчленёнными коллекторами. Разработка их в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит опережающее обводнение добывающих скважин закачиваемой и пластовой водой.

В таблице 5 и на рисунке 12 приведены основные показатели разработки месторождения Delta Niger.

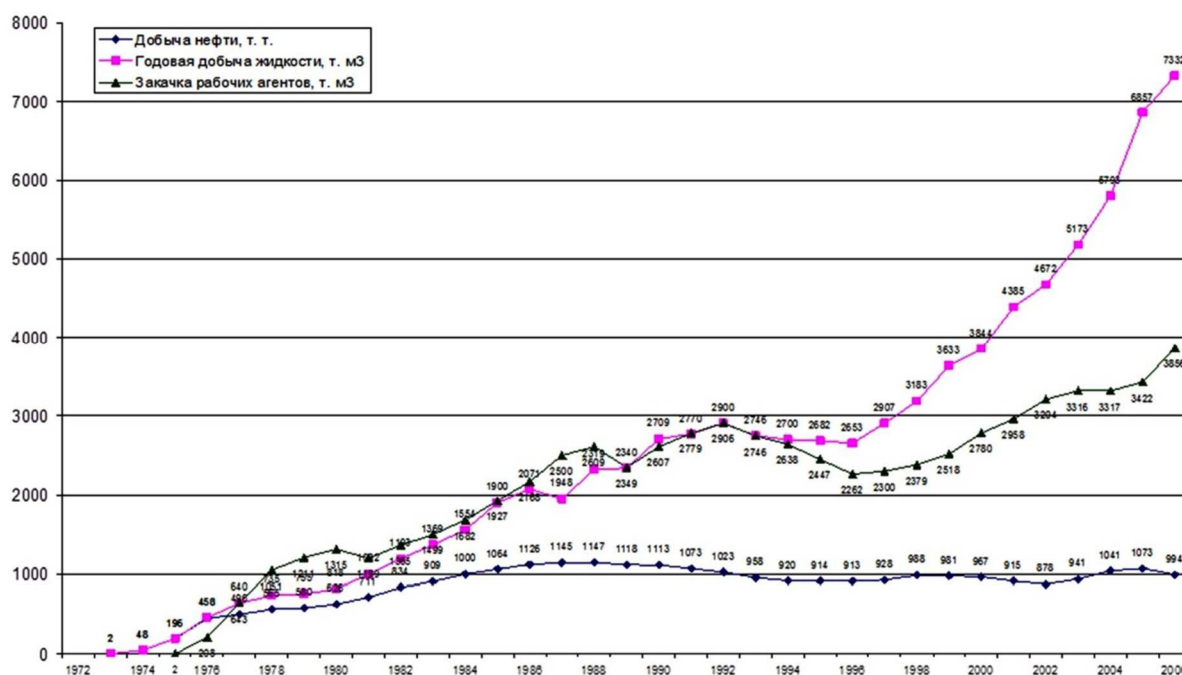


Рисунок 12 – Основные показатели разработки месторождения Delta Niger

В последние годы на месторождении проводились мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти с использованием различных технологий:

- ГРП;
- перевод скважин с нижележащих горизонтов;
- дополнительная перфорация;
- реперфорация;
- перенос интервала перфорации;
- ремонтно-изоляционные работы;
- крепление призабойной зоны пласта;

Таблица 4 – Состояние запасов нефти по месторождению Niger Delta по состоянию на 01.01.2016 г.

Объекты	Начальные запасы нефти, тыс. тонн									
	утверждены согласно основным документам компании					на государственном балансе Нигерии				
	геологические		извлекаемые		КИН	геологические		извлекаемые		КИН
	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2		A+B+C1	C2	A+B+C1	C2	
Альбский	24369,3	7916,5	8529,3	795	0,35	30134	12060	15477	16,5	0,4
Барремский	21645,5	5725,6	5753,7	575	0,26	22322	5122	17520,1	320,1	0,215
Всего	46015	13642	18033	1370	0,307	52456	17182	3299,1	336,6	0,262

Таблица 5 – Показатели разработки по месторождению Delta Niger

Показатели разработки	2012	2013	2014	2015	2016
	Добыча нефти, всего, тыс. тонн	878	941	1041	1073
за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	151	169	61	86	10
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	24599	25540	26581	27654	28649
в т.ч. за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	741	910	971	1057	1067
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	4672	5173	5793	6857,3	7332,5
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	61153	66326	72119	78976	86308
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	3204	3316	3317,5	3422	3856
Накопленная закачка, тыс. м ³	56266	59583	62901	66323	70179
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	930	938	897	874	879
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	225	225	229	236	244
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	863	771	771	802	806
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	216	210	212	222	224
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины:					
по нефти, тонн/сут.	2,9	3,5	4,0	4,0	3,0
по жидкости, тонн/сут.	15,5	19,3	21,5	25,6	25,67

- ликвидация песчаных пробок;
- ремонт устьевого оборудования;
- изменение способа эксплуатации скважины;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта.

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении числится 798 скважин.

В таблице 6 показано распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости, в таблице 7 – распределение скважин по дебитам жидкости и обводнённости.

Таблица 6 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.							Всего, %
	0–5	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	>60	кол.	
0–5	0	0	0	0	0	0	0	0,00
5,1–20	7	3	5	1	0	1	17	2,11
20,1–50	105	57	20	3	0	1	186	23,08
50,1–90	335	66	11	4	0	0	416	51,61
более 90	173	8	6	0	0	0	187	23,20
Всего	620	134	42	8	0	2	806	100
%	76,92	16,63	5,21	0,99	0,00	0,25	100	

Таблица 7 – Распределение скважин по дебитам жидкости и обводнённости

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.							Всего, %
	0–5	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	>60	кол.	
Диапазон дебитов жидкости, тонн/сут.	0–5	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	>60	кол.	
Всего	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	> 60	0	0	0,00
Кол.	%	0	0	0	0	1	17	2,11
0	0	5	2	0	1	1	186	23,08
17	2,11	47	13	1	1	0	416	51,61
192	23,82	111	66	28	7	0	187	23,20
416	51,61	34	35	22	40	2	806	100
181	22,46	197	116	51	49	0,25	100	
806	100	24,44	14,39	6,33	6,08			

Анализируя данные таблиц 6 и 7, можно отметить следующее:

- большинство добывающих скважин (76,92 %) работает с дебитами по нефти менее 5 тонн/сут., что связано с низкой продуктивностью месторождения. Это подтверждается и распределением скважин по дебитам жидкости (48,78 % фонда работает с дебитами жидкости менее 10 тонн/сут.);

- все скважины добывающего фонда обводнены, 23,2 % скважин работают с обводнённостью выше 90 %.

Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти превышает проектные показатели (на 0,9 тонн/сут. в 2015 году), что достигнуто за счёт проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, в первую очередь, таких как ЗБС, ОПЗ и оптимизация работы механизированного фонда.

Анализ эффективности осуществляемой системы разработки месторождения Delta Niger

Обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт

Эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается ухудшением проницаемости пород коллекторов в призабойной зоне скважин. С целью восстановления проницаемости до величины, равной или близкой к первоначальной, применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин (ОПЗ).

Ежегодно около половины объёма нефти на месторождении добывается за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ) текущего года и продолжающихся эффектов от ГТМ прошлых лет.

Основное количество дополнительной нефти в последние 5 лет получено за счёт трёх видов мероприятий по интенсификации добычи нефти:

- 1) бурения боковых горизонтальных стволов;
- 2) обработки призабойной зоны скважин;
- 3) оптимизации механизированного фонда

и составило 591,7 тыс. тонн (по сумме эффектов за год проведения ГТМ).

В таблице 8 приведены показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде.

За указанный период наблюдается снижение дополнительной добычи нефти от ОПЗ, связанный с уменьшением числа мероприятий данного вида.

В 2016 году на добывающем фонде месторождения Delta Niger проведено 226 различных ГТМ; в год проведения дополнительно получено 83,7 тыс. тонн нефти или 8,4 % от всей добычи по месторождению. Охват скважин мероприятиями составил 28 %.

В 2016 году на месторождении Delta Niger проведено 106 мероприятий по ОПЗ, получено дополнительно 44,4 тыс. тонн нефти, соответственно в 2,4 раза больше, чем за предыдущий год. При этом средняя удельная эффективность на 1 обработку повысилась с 211,3 до 418,6 тонн дополнительной нефти. Среди этих мероприятия проводили такие, как СКО (солянокислотная обработка); СКО с ОЭ; СКВ (солянокислотные ванны) и ряд других воздействий на ПЗП.

Результаты проведения ОПЗ в 2014–2016 гг. показаны в таблице 9.

Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на карбонатные коллектора на месторождении Delta Niger получила солянокислотная обработка и её модификации. Так, в 2016 году количество таких ремонтов составило 56 %. Основными её преимуществами являются простота осуществления и низкая стоимость работ. Однако следует отметить, что процент успешности солянокислотного воздействия невысок и уменьшается с увеличением кратности обработок. Снижение успешности кислотных методов вызвано следующими причинами:

- высокая расчленённость и неоднородность по проницаемости разрабатываемых объектов. В этих условиях при проведении первоначальной кислотной обработки соляная кислота проникает в наиболее проницаемые пропластки и почти не поступает в малопроницаемые. При повторной солянокислотной обработке кислота снова в первую очередь поступает в наиболее проницаемые пропластки, расширяя и углубляя ранее образовавшиеся каналы, при этом увеличения профиля притока не происходит;

- высокой скоростью реакции кислоты с породой пласта и быстрой её нейтрализацией, которая происходит из-за эффекта экранизации поверхности порового пространства пород, за счёт АСПО или образования на поверхности экранирующего слоя из продуктов реакции кислоты с породой;

- блокированием порового пространства продуктами химических реакций, неполным их удалением из призабойной зоны пласта (ПЗП);

- неизменная технология проведения обработок.

Основной задачей в совершенствовании методов ОПЗ является обеспечение заданной глубины проникновения кислоты в пласт и степени охвата пласта воздействием, а также своевременный и полный вынос продуктов реакции из пласта после солянокислотной обработки. Рассмотрим некоторые способы решения данных задач.

1. Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой: перевод кислоты в эмульгированное состояние, получение пенокислотных растворов, модифицирование и понижение температуры кислотных растворов и др. Однако у всех этих методов есть свои недостатки. При проведении пенокислотной обработки происходит частичное расслоение пены при её транспортировке к забою и снижение стабильности пены при повышении температуры. Использование нефтекислотных эмульсий в низкопроницаемых коллекторах малоэффективно.

2. Улучшение фильтруемости рабочего раствора в условиях низкопроницаемых коллекторов, осложнённых наличием АСПО. Для этих целей вводят в состав кислот водородных растворов углеводороды, обладающие высокой растворяющей способностью по отношению к АСПО (органические отходы производства винилхлорида; алюмохлорида; дистиллят, содержащий бензин, керосин, соляровую фракцию). Однако

данное направление не исключает один из основных недостатков обычных кислотных обработок – проникновение в пласт по участкам с наилучшими фильтрационными свойствами коллектора. Использование кислотных эмульсий для ОПЗ требует их приготовления на стационарных установках, состоящих из насосного оборудования, емкостей, системы обвязки, что весьма трудоёмко.

3. Широко используются для прогрева призабойной зоны пласта и удаления из неё образований методы, основанные на закачке в пласт горячей воды, нефти, нефтепродуктов. Эти работы не требуют длительного периода их осуществления и способствуют повышению производительности скважин. Эффективность данных методов недостаточно высока.

Наиболее перспективными в этом направлении являются методы, основанные на закачке в пласт горячих растворителей, однако данные методы в большинстве случаев являются экономически нецелесообразными из-за необходимого значительного количества реагента и затрат на его прогрев.

В целом по месторождениям данного региона одним из наиболее эффективных способов воздействия на ПЗП остаётся метод поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО) (рис. 13). Эффективность метода достигается за счёт целенаправленного действия кислоты в заданном интервале. Однако на месторождении Delta Niger удельная эффективность ПСКО с каждым годом всё больше снижается: с 400 тонн/мер. в 2013 году до 268,8 тонн/мер. в 2016 году. Причинами снижения эффективности являются:

- 1) экранирующий эффект на поверхности порового пространства пород за счёт АСПО;
- 2) кратность обработок (после трёх-четырёхкратного воздействия на пласт эффективность обработок падает в 2–3 раза, а продолжительность эффекта снижается в 1,5 раза).

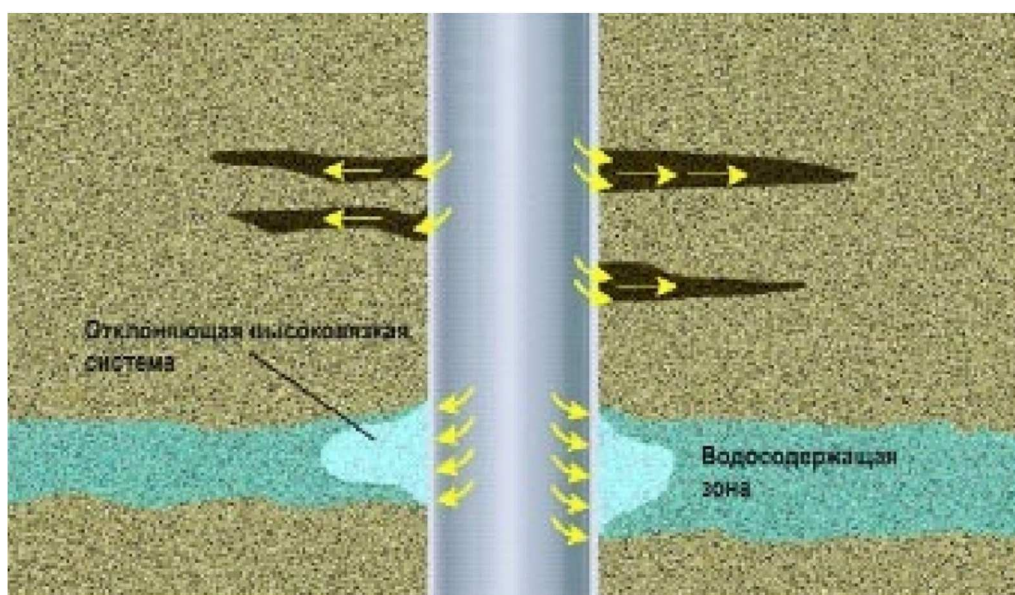


Рисунок 13 – Поинтервальная солянокислотная обработка призабойной зоны пласта

С целью увеличения эффективности проведения ПСКО на месторождении Delta Niger было предложено провести комплексные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта с предварительным использованием растворителя АСПО из расчёта 0,7 м³ РАСПО на 1 м нефтенасыщенной толщины. Данный метод позволяет снизить экранирующий эффект на поверхности порового пространства и, как следствие, увеличить глубину проникновения кислоты в пласт и степень охвата пласта воздействием.

Также существенное преимущество комплексной обработки РАСПО + ПСКО ещё и в том, что в условиях добычи высоковязкой нефти после СКО в призабойной зоне образуются аномально-вязкие структурированные эмульсии – нефть, вода, механические примеси, остатки кислоты, что во многих случаях приводит к неоднократному отказу насосного оборудования. Применение растворителя при ПСКО предохраняет от образования агрегированных структурирующих жидкостей.

Таблица 8 – Показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде

Показатели	Единицы измерения	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6	7
Всего ГТМ за год	мероприятие	233	367	305	186	226
скважин от добывающего фонда	%	27	47,5	34,0	21,3	28,0
Дополнительная добыча нефти по ГТМ						
текущего года	тыс. тонн	75,78	163,45	195,126	127,376	83,683
от всей добычи за год	%	8,6	17,4	18,7	11,9	8,4
от ГТМ прошлых лет	тыс. тонн	432,8	536,5			
Удельная эффективность ГТМ						
по отработанному времени	тонн/сут.отр.	2,0	2,3	3,7	4,3	2,1
по продолжительности эффекта	тонн/сут.эф.	3,0	3,7	6,1	7,0	3,3
на 1 мероприятие	тонн/меропр.	325,2	445,4	639,8	684,8	370,3
Продолжительность эффекта	сут.	25036	44573	31960	18128	25084
Отработанное время	сут.	38030	70291	52975	29676	39271
Ввод из бездействия и из других категорий						
количество	мероприятие	10	1	0	6	9
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	1,22	0,02	0	0,88	2,904
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	0,5	0,3	0	1,0	1,4
тонн/сут. отр.	0,5	0,3	0	1,0	1,4	
тонн/меропр.	122	20	0	146,7	322,7	
Продолжительность эффекта	сут.	2448	75	0	903	2037
Отработанное время	сут.	2581	75	0	903	2037
Ввод боковых горизонтальных стволов						
количество	мероприятие	1	4	11	18	3
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	2,14	25,04	61,1	85,985	9,896
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1
тонн/сут. отр.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1	
тонн/меропр.	2140	6260	5553	4777	3298,7	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Продолжительность эффекта	сут.	319	448	1845	4240	410
Отработанное время	сут.	319	448	1845	4240	410
Переход на новый горизонт						
количество	мероприятие	13	0	0	23	16
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	3,75	0	0	15,454	1,91
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	2,1	0,0	0	4,6	0,9
тонн/сут. отр.	2,1	0,0	0	3,9	0,8	
тонн/меропр.	288,5	0	0	671,9	119,4	
Продолжительность эффекта	сут.	1807	0	0	3370	2164
Отработанное время	сут.	1813	0	0	3971	2346
Обработка призабойной зоны						
количество	мероприятие	105	231	171	86	106
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	49,21	86,54	43,6	18,17	44,4
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	3,9	2,8	2,2	2,6	3,3
тонн/сут. отр.	2,8	2,0	1,3	1,3	2,2	
тонн/меропр.	468,7	374,6	255	211,3	418,6	
Продолжительность эффекта	сут.	12683	30463	19876	7066	13524
Отработанное время	сут.	17439	43901	32952	14352	20427
Оптимизация механизированного фонда						
количество	мероприятие	100	129	122	38	65
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	18,73	50,87	71,0	6,224	18,88
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	2,5	3,8	6,9	3,1	3,7
тонн/сут. отр.	1,2	2,0	3,9	1,3	1,6	
тонн/меропр.	187,3	394,3	582	163,8	290,5	
Продолжительность эффекта	сут.	7514	13305	10234	1995	5115
Отработанное время	сут.	15358	25523	18173	4974	12099

Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Ремонтно-изоляционные работы						
количество	мероприятие	4	2	1	8	5
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0,73	0,98	0,0	0,6	0,82
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	2,8	3,5	0,4	1,2	48,2
тонн/сут. отр.	1,4	2,8	0,4	0,5	17,4	
тонн/меропр.	182,5	490	2	77	164,0	
Продолжительность эффекта	сут.	265	282	5	515	17
Отработанное время	сут.	520	344	5	1175	47

Таблица 9 – Результаты проведения ОПЗ в 2014–2016 гг.

Показатели	Единицы измерения	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5
СКО				
количество	мероприятие	4	15	1
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	3,645	3,2	2,18
удельная эффективность	тонн/меропр.	411	148	300
СКО с агентом 1				
количество	мероприятие	24	0	24
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	3,048	0,0	3,103
удельная эффективность	тонн/меропр.	127	0	129,3
СКО с агентом 2				
количество	мероприятие	0	0	9
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	0	0	2,026
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	225,1
СКО с ОЭ				
количество	мероприятие	14	1	2
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	4,629	0,1	0,149
удельная эффективность	тонн/меропр.	331	101	74,5
СКВ				
количество	мероприятие	25	20	11
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	18,4	5,3	3,56
удельная эффективность	тонн/меропр.	736	267	323,6
СКВ с агентом 2				
количество	мероприятие	13	0	14
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	9,1	0,0	4,354
удельная эффективность	тонн/меропр.	700,8	0,0	311,0
ГРП				
количество	мероприятие	0	0	11
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	0	0,0	3,19
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	290,0

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
ПКО				
количество	мероприятие	2	3	5
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	3,1	2,7	5,3
удельная эффективность	тонн/меропр.	400,0	40,0	432,5
ПСКО под давлением				
количество	мероприятие	51	109	0
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	33	31,3	0
удельная эффективность	тонн/меропр.	647,1	287,3	0,0
УДС кавернообразованием				
количество	мероприятие	17	2	1
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	7,888	0,6	0
удельная эффективность	тонн/меропр.	464	310	0,0
ОПЗ				
количество	мероприятие	0	0	1
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0	0,0	0,308
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	308,0
ОПЗ агентом X				
количество	мероприятие	0	0	4
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0	0,0	0,528
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	132,0
ОПЗ растворителем + СКО с агентом X				
количество	мероприятие	0	0	3
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0	0,0	0,075
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	25,0

Для проведения обработки необходимо следующее оборудование: цементировочный агрегат (ЦА-320), агрегат для закачки кислоты, АПРС-40, ёмкости для воды.

Проведение обработок планируется осуществлять по следующей схеме:

- 1) остановка и глушение скважины;
- 2) подъём ГНО и пропарка НКТ;
- 3) шаблонирование эксплуатационной колонны и промывка забоя;
- 4) ГИС;
- 5) спуск и посадка пакеров на НКТ;
- 6) обвязка устья скважины для проведения ПСКО;
- 7) закачка РАСПО из расчёта 0,7 м³ на 1 м нефтенасыщенной толщины;
- 8) выдержка на реакцию в течение 4 часов;
- 9) закачка и продавка в пласт раствора HCl, реакция;
- 10) спуск НКТ с воронкой, промывка скважины соленой водой с целью удаления продуктов реакции;
- 11) спуск оборудования, пуск скважины в работу.

На рисунке 14 показана схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов кислот в скважину.



Рисунок 14 – Схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов кислот в скважину

Анализ эффективности проведения солянокислотных обработок на месторождении Delta Niger

Анализ результатов обработок, проведённых на скважинах, эксплуатирующих турнейский ярус, за 2012–2016 гг. на месторождении Delta Niger, а также ряда других, позволил получить зависимости дебита нефти после обработки СКО от дебита до и после обводнённости СКО от обводнённости до. Полученные зависимости представлены на рисунках 8 и 9.

Полученные зависимости описываются уравнениями:

$$q_{нп} = 1,190 \cdot q_{ндo} + 1,468; \quad (1)$$

$$W_n = 0,615 \cdot W_{до} + 8,597, \quad (2)$$

где $q_{нп}$ – дебит скважин после проведения СКО; $q_{ндo}$ – дебит скважин до проведения СКО; W_n – обводнённость продукции после проведения СКО; $W_{до}$ – обводнённость продукции до проведения СКО.

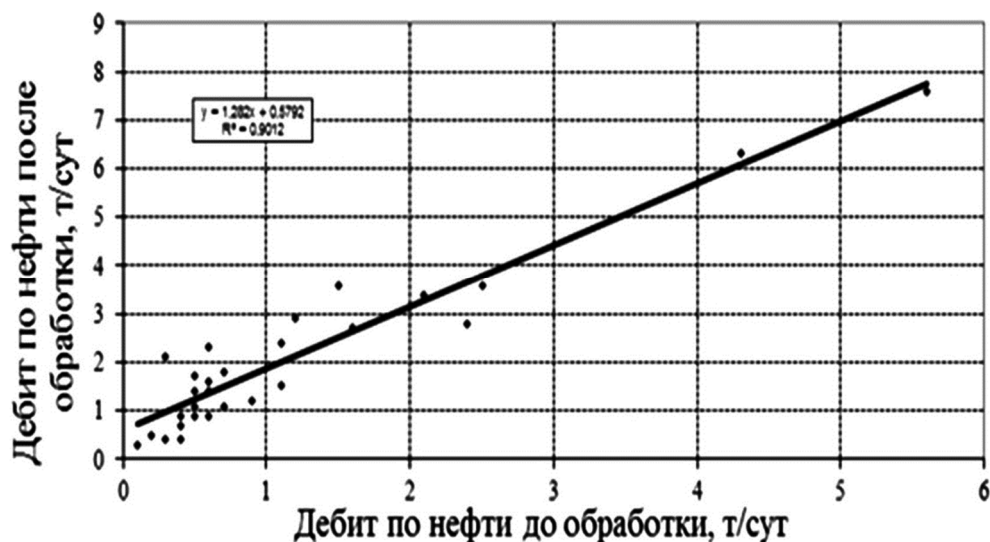


Рисунок 15 – Зависимость дебита скважины после обработки СКО от дебита скважины до обработки

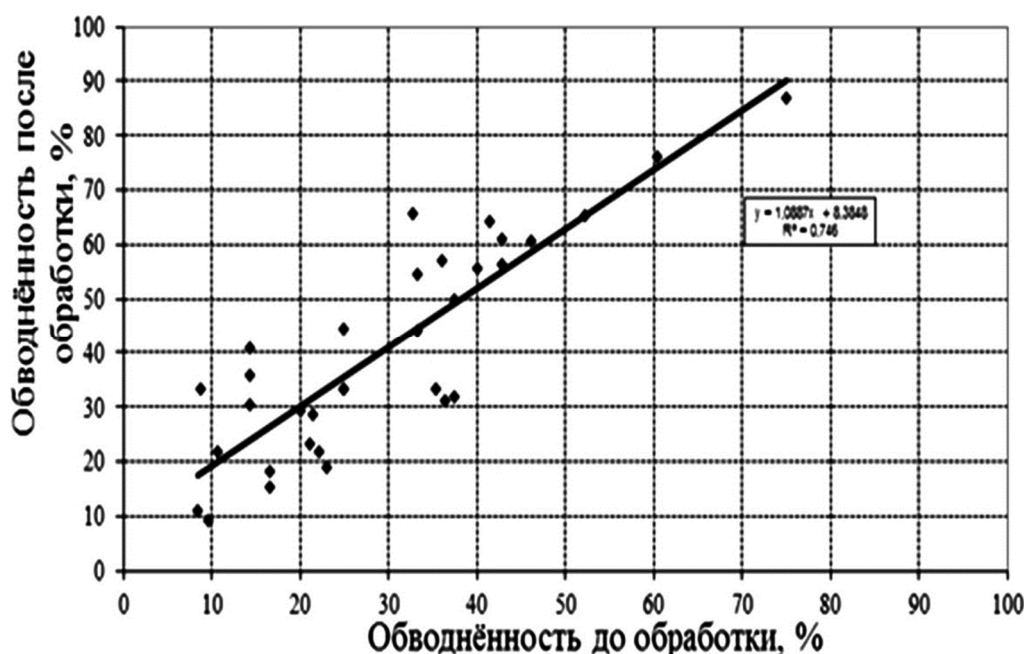


Рисунок 16 – Зависимость обводнённости продукции после обработки СКО от обводнённости до обработки

Скважина № Дел 207 эксплуатирует горизонт Альбского яруса месторождения. Она введена в эксплуатацию в августе 1996 года. Глубина забоя 1332 м. Объектом разработки является Альбский ярус с интервалом перфорации 1310–1317 м. В 1998 году была проведена изоляция водопритока гипаном. В целях интенсификации притока нефти и снижения обводнённости предлагается проведение соляно-кислотной обработки под давлением.

Используя зависимость (1), определим прогнозируемый дебит нефти после СКО:

$$Q_n = 1,19 + Q_{до} + 1,468 = 1,19 + 0,60 + 1,468 = 2,182 \text{ тонн/сут.}$$

Средняя продолжительность эффекта Тэф для СКО скважин Альбского яруса составляет 10 месяцев или 300 сут. Если считать падение дебита по нефти линейным, то дополнительная добыча за время продолжительности эффекта будет равной:

$$Q_{ддн} = (q_{нп} - q_{ндо}) \cdot \frac{T_{эф}}{2} = (2,182 - 0,60) \cdot \frac{300}{2} = 237 \text{ тонн.}$$

По формуле (2) обводнённость после обработки составит:

$$W_{\text{п}} = 0,615 \cdot W_{\text{до}} + 8,597 = 0,615 \cdot 31 + 8,597 = 27 \text{ \%}.$$

Эффект от проведения СКО будет заключаться в увеличении дебита нефти до 2,182 тонн/сут., который будет постепенно снижаться в течение 10 месяцев. За это время дополнительная добыча нефти составит 237 тонн. Обводнённость после обработки составит 27,7 %.

Анализ эффективности проведения пенокислотной обработки

Определение, сущность и эффективность воздействия

Воздействие пенокислотной обработки (ПКО) скважин направлено на призабойную зону карбонатного пласта с целью увеличения проницаемости коллекторов слабопроницаемых зон призабойной части нефтяного пласта.

Сущность этого способа заключается в том, что в призабойную зону пласта вводится не обычная кислота, а аэрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте в виде пены.

Пенокислотная обработка применяется при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. Кислотная пена, обладая повышенной вязкостью при плотности 400–700 кг/м³, обеспечивает охват воздействием всей продуктивной толщи пласта. Растворение карбонатного материала замедляется, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт и увеличивает проницаемость удалённых от скважин зон.

Условия применения технологии:

- 1) карбонатный тип коллектора;
- 2) глубина залегания до 2500 м;
- 3) обводнённость до 90 %;
- 4) расстояние до ВНК не менее 1 м;
- 5) приёмистость не более 300 м³/сут.

Технологический процесс закачки пенокислоты

Технологический процесс пенокислотной обработки состоит из следующих операций:

- 1) подъём плунжера и конуса глубинного насоса (если планируется направленная обработка, то подвеску насоса устанавливают против обрабатываемого интервала);
- 2) обвязка наземного оборудования;
- 3) закачивание кислотной пены с запланированной степенью аэрации (при направленных обработках перед кислотной пеной закачивают нефтекислотную эмульсию);
- 4) продавливание кислотной пены в пласт нефтью или увлажнённым воздухом; при этом продавочную жидкость закачивают одновременно в НКТ и затрубное пространство (кроме направленных обработок), так как оставшаяся в стволе скважины пена может нарушить нормальную работу глубинного насоса;
- 5) выдерживание скважины на реакции пенокислоты с породой в течение 12 часов;
- 6) спуск плунжера и конуса и пуск скважины в эксплуатацию.

Преимущества проведения ПКО

Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- 1) замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт; в результате этого приобщаются к дренированию удалённые от скважины участки пласта, ранее недостаточно или совершенно не охваченные процессом фильтрации;
- 2) малая плотность кислотных пен (400–800 кг/м³) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта; это как бы включает в себя преимущества, достигаемые при

поинтервальных кислотных обработках, что особенно важно при больших продуктивных мощностях пласта и пониженных пластовых давлениях;

3) улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие поверхностно-активных веществ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

Выводы

В последние годы на месторождении Delta Niger происходит снижение удельной эффективности ПСКО. Это связано с кратностью обработок, высокой расчленённостью и неоднородностью по проницаемости разрабатываемых объектов, а также с эффектом экранизации поверхности порового пространства пород за счёт АСПО.

Анализ эффективности проведённых ГТМ по месторождению Delta Niger показывает, что проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО позволяет снизить эффект экранизации, увеличить глубину проникновения в пласт кислоты, увеличить степень охвата пласта воздействием, не допустить образования агрегатированных структурообразующих жидкостей и, как следствие, снизить количество отказов оборудования.

Рекомендуется проводить обработки РАСПО+ПСКО на скважинах, где в последнее время наблюдается снижение забойного давления и притока жидкости в скважину.

Проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО влечёт за собой большее увеличение прироста дебита скважин по сравнению с обычными ПСКО и снижение количества отказов насосного оборудования.

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. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. 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.
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., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта / сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
12. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 30–38.

13. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинского месторождения / 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. 76–87.
14. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 189–207.
15. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 210–215.
16. Нвизуг-би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Адаоби Стефиние Нвоси – Анеле. Диверсификация экономики Нигерии с битумом и тяжёлой нефтью / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 105–108.
17. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 194–197.
18. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Исследование составов для интенсификации добычи трудноизвлекаемой битуминозной нефти на юго-западе Нигерии // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 1 (46). – С. 18–21.
19. Нвизуг-Би Лейи Ключерт [и др.]. Физико-химическое воздействие на образцы битуминозного керна месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 91–93.
20. Омельянюк М.В., Рогозин А.А., Леонов Я.А. Интенсификация добычи нефти для терригенных коллекторов с применением кислотных композиций / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 2. – С. 59–62.
21. Омельянюк М.В., Рогозин А.А., Квашина А.М. Технология проведения солянокислотной обработки на скважинах Лёвкинского месторождения / Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 131–132.
22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Обработка призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности скважин на Талаканском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 61–76.
23. Сулейменов Н.С. Исследование процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольматации кислотной обработкой / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 303–306.
24. Угбонг Иннокент Аквази, Будагов И.В. Влияние добычи и разработки нефти и газа на экологию водно-болотных угодий района «Нигер-дельта» Нигерии / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности – С. 231–234.
25. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
26. Яртиев А.Ф., Саетгараев Р.Х., Подавалов В.Б. Применение кислотной эмульсии в НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 2. – С. 248–254.

27. Appah D. New gravel-pack technique reduces sand production in Niger Delta wells // *Oil & Gas Journal*. – 2001. – Volume 99, Number 27. – P. 44.
28. Ayotamuno M.J., Akor A.J., Igho T.J. Effluent quality and wastes from petroleum drilling operations in the Niger Delta, Nigeria // *Environmental Management and Health*. – 2002. – Volume 13, Number 2. – Pp. 207–216.
29. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // *International Journal of Applied Engineering Research (IJAER)*. – 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.
30. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // *Устойчивое развитие горных территорий*. – 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – С. 63–68.
31. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Konne dr. Joshua Lelesi, Kinate Bright Bariakpoa. Mineralogy and bitumen analysis of Yegbata bituminous deposit of South Western Nigeria // *Устойчивое развитие горных территорий*. – 2018. – Т. 10. – № 3 (37). – С. 343–348.
32. Onojake M.C., Anyanwu C.O., Iwuoha G.N. Chemical fingerprinting and diagnostic ratios of Agbada-1 oil spill impacted sites in Niger Delta, Nigeria // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2016. – Volume 25, Number 4. – Pp. 465–471.
33. Zhao P., Wu J., Li X., Li D., Zhao X. Sedimentary architecture characteristics of gravity flow channel sand bodies in the front of Niger Delta // *Ship Building of China*. – 2017. – Volume 58, Number 1. – Pp. 189–201.

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. – V. 1–2.
2. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : OOO Enlightenment–South, 2011. – 603 p.
3. 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.
4. 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. – V. 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. Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid treatment of formation. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 86 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – Moscow : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Kusov G.V. Technique and technology of acid hydraulic fracturing / collection of articles of scientific-informational center «Znaniye» on materials of XXI International scientific-practical conference «Development of science in XXI century». (January 16, 2017, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Znanie», 2017. – Part 2. – P. 25–40.
12. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells at the Sredne-Makarihinskoe field / Bulatovskie readings: materials of the I International Scientific 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. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.
13. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Determination of calculated indicators of the process of hydrochloric acid treatment in the well № 23 Yuzhno-Shapkinskoye field / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Т. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 76–87.
14. Kasem Mohammed Yahya Hasan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of the work on acid treatment of the carbonate layers of Petropavlovsk field // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*. – 2017. – № 3. – P. 189–207.

15. Kyazimov F.K. oglu, Rzaeva S.D. gizi, Tulesheva G.D. Experimental studies of the acid effect on heterogeneous strata / Bulatovskie readings: Proceedings of the 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. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 210–215.
16. Navizug-bee Leii Kluwert, Savenok O.V., Adaobi Stefiniye Nvosi – Anele. Diversification of Nigeria's economy with bitumen and heavy oil / Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific 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. 2: Development of oil and gas fields. – P. 105–108.
17. Nvisug-bee Leii Kluwert, Savenok O.V. Review of the development of bitumen and heavy oil deposits in Nigeria / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 194–197.
18. Nvisug-bee Leii Kluwert, Savenok O.V., Moisa N., Ivanov D.Yu. Investigation of compositions for intensification of the hard to recover bituminous oil production in the southwest Nigerian // Petroleum engineer. – 2019. – № 1 (46). – P. 18–21.
19. Nvisug-bee Leii Kluwert [et al.]. Physical and chemical influence on samples of bituminous core of Yegbata deposit in southwest Nigeria // Oil industry. – 2019. – № 5. – P. 91–93.
20. Omelyanyuk M.V., Rogozin A.A., Leonov Ya.A. Intensification of oil production for terrigenous reservoirs with the use of acid compositions / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 59–62.
21. Omelyanyuk M.V., Rogozin A.A., Kvashina A.M. Technology for conducting hydrochloric acid treatment of wells in the Levkinskoye field / Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019) in 5 volumes: a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 131–132.
22. Petrushin E.O., Arutyunian A.S. Bottom-hole formation zone treatment for the purpose of the wells productivity increase at Talakanskoe field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 3. – P. 61–76.
23. Suleimenov N.S. Study of acid fracture process of filtration crusts and acid treatment collimation area / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general edited by Dr. Tekhnologii, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 303–306.
24. Ugbong Innokent Akvazi, Budagov I.V. Influence of oil and gas production and development on the ecology of wetlands in the Niger Delta region of Nigeria / Bulatovskie readings: proceedings of the I International Scientific Conference (31 March 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, Construction and Operation of Pipeline Transport Systems. Chemical technology and ecology in oil and gas industry – P. 231–234.
25. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of the influence methods on the bottom hole formation zone in the Samotlor field conditions // Oil. Gas. Novatsii. – 2017. – № 2/2017. – P. 36–51.
26. Yartiev A.F., Saetgaraev R.H., Podavalov V.B. Acid emulsion application in NGDU «Bavlyneft» PJSC «TATNEFT» named after V.D. Shashin / Bulatovskie readings: materials of II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – PART 2. – P. 248–254.
27. Appah D. New gravel-pack technique reduces sand production in Niger Delta wells // Oil & Gas Journal. – 2001. – Volume 99, Number 27. – P. 44.
28. Ayotamuno M.J., Akor A.J., Igbo T.J. Effluent quality and wastes from petroleum drilling operations in the Niger Delta, Nigeria // Environmental Management and Health. – 2002. – Volume 13, Number 2. – P. 207–216.
29. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER). – 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.
30. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples from South Western Nigeria // Sustainable mountain development. – 2018. – V. 10. – № 1 (35). – P. 63–68.

31. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Konne dr. Joshua Lelesi, Kinate Bright Bariakpoa. Mineralogy and bitumen analysis of Yegbata bituminous deposit of South Western Nigeria // Sustainable mountain development. – 2018. – Т. 10. – № 3 (37). – P. 343–348.
32. Onojake M.C., Anyanwu C.O., Iwuoha G.N. Chemical fingerprinting and diagnostic of Agbada-1 oil spill impacted sites in Niger Delta, Nigeria // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – Volume 25, Number 4. – Pp. 465–471.
33. Zhao P., Wu J., Li X., Li D., Zhao X. Sedimentary architecture characteristics of gravity flow channel sand bodies in the front of Niger Delta // Shipbuilding of China. – 2017. – Volume 58, Number 1. – Pp. 189–201.

УДК 550.832

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ
НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН
НА ПРИМЕРЕ АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY
FOR DETERMINING CASING LEAKAGES USING
THE EXAMPLE OF THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

Лешкович Надежда Михайловна
старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna
Senior lecturer of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье проведён анализ состояния скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения, а также сравнение современных технологий определения мест негерметичности обсадных колонн скважин, переводящихся на другой режим эксплуатации, на последней стадии разработки. Используются действующие методики проведения геофизических исследований скважин, необходимые для определения мест негерметичности обсадных колонн. Произведён расчёт запасов нефти и газа объёмным методом.

Annotation. The article analyzes the condition of the wells of the Anastasievsko-Troitskoye field, as well as a comparison of modern technologies for determining leakages of casing strings of wells that are transferred to a different operating mode at the last stage of development. The existing methods for conducting geophysical well surveys, which are necessary to determine the places of casing leakage, were used. The calculation of oil and gas reserves by the volumetric method.

Ключевые слова: геофизические исследования; современные методы определения мест негерметичности; трубная профилометрия; скважинная дефектоскопия и толщиномерия; магнито-импульсная дефектоскопия; контроль качества геофизического исследования скважин; определение мест негерметичности обсадных колонн гидродинамическими методами.

Keywords: geophysical exploration; modern methods for determining leak points; pipe profilometry; downhole flaw detection and thickness measurement; magnetic pulse defectoscopy; quality control of geophysical survey of wells; determination of casing leakages by hydrodynamic methods.

Геофизические исследования

Ключевой задачей нефтепромысловой геофизики является повышение точности и достоверности количественной интерпретации геофизических данных, полученных на промысле.

Геофизические исследования скважин (ГИС) представляют собой совокупность методов, применяемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Они базируются на изучении физических свойств горных пород по стволу скважины, что позволяет определить:

- последовательность и глубины залегания пластов, их литолого-петрофизические свойства;
- наличие и количественное содержание в недрах полезных ископаемых.

На рисунке 1 показан подъёмник каротажной станции.

Следует понимать, что решение задачи повышения точности и достоверности геофизических данных возможно лишь при высокой точности скважинных измерений и воспроизводимости оценок параметров разреза, получаемых всем комплексом имеющихся технических средств.

Точность и достоверность результатов геотермических исследований скважин зависят от таких факторов, как:

- технические характеристики скважинных термометров;
- теплопроводность флюидов, заполняющих скважину;
- подготовка скважины к проведению ГИС;
- технология проведения ГИС и др.



Рисунок 1 – Подъёмник каротажной станции

Остановимся на двух основных аспектах проблемы – технических характеристиках скважинных термометров и технологии проведения исследований.

Анализ проведения работ по ГИС в скважине № 2221 Анастасиевско-Троицкого месторождения

1. Для определения технического состояния эксплуатационной колонны скважины № 2221 Анастасиевско-Троицкого месторождения проведён следующий комплекс мероприятий, который включает в себя дефектоскопия эксплуатационной колонны (ЭК), определение изменений среднего внутреннего диаметра обсадных труб, контроль качества свинчивания муфтовых соединений.

2. Основные сведения по скважине:

2.1 Искусственный забой – 1650 м.

2.2 Конструкция скважины:

- направление 324 мм спущено в интервале 0–58 м;
- кондуктор 245 мм спущен в интервале 0–831 м;
- эксплуатационная колонна 146 мм спущена в интервале 0–1672 м.

2.3 Данные по цементированию эксплуатационной колонны:

- дата – 20.05.2015 г.;
- закачено цемента, м³ 36; 7,9;
- плотностью (г/см³) 1,78; 1,5.

3. Для осуществления комплекса работ по ГИС в скважине № 2221 принят следующий порядок проведения работ:

3.1 Провести инструктаж с техническим персоналом о проведении работ и обеспечении безопасности с записью в журнале инструктажей согласно правил.

3.2 Подготовить площадку, обеспечивающую безопасное проведение геофизических работ согласно правил ПБ 08-624-03 п. 55.2.

3.3 Произвести сборку и установку геофизического оборудования с помощью автокрана.

4. Комплекс ГИС представлен следующим образом:

4.1 Произвести шаблонировку эксплуатационной колонны локатором D-90 мм с определением зон аномальной намагниченности в интервале 0–1649,37 м (забой).

4.2 Произвести запись индукционным дефектоскопом ИДК-105М:

- дефектоскопия эксплуатационной колонны в интервале 0–1649,37 м;

- определение изменений среднего внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, контроль качества свинчивания муфтовых соединений в интервале 0–1649,37 м.

Примечание: При аномальной намагниченности эксплуатационной колонны произвести её размагничивание с помощью устройства РУ-1 в интервале 0–1649,37 м.

Прибор гамма-каротажа комплексный показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Прибор гамма-каротажа комплексный

5. По результатам исследований установлено:

5.1 Максимальный доход приборов – 1643,7 м.

5.2 Эксплуатационная колонна свинчена из обсадных труб с различными толщинами стенок.

5.3 По данным канала диаметра ИДК-105М в интервалах 31–57 м, 66–77 м, 500–511,5 м и 535–546,5 м наблюдается уменьшение, а в интервале 1528,5–1540,0 м – увеличение среднего диаметра обсадных труб.

5.4 По данным канала дефектов ИДК-105М муфтовые соединения отмечаются разными амплитудами, что свидетельствует о разных зазорах между торцами обсадных труб.

5.5 Магнитные и электромагнитные «шумы» при замерах локатора ЛМ-90 и дефектоскопа ИДК-105М незначительны, что свидетельствует о кондиционности обсадных труб.

5.6 На кривой канала диаметра дефектоскопа ИДК-1005М в интервале 1528,5–1540,0 м наблюдается незначительное уменьшение среднего внутреннего диаметра от 1528,5 до 1534 м и в сторону увеличения от 1534–1540 м, что может быть связано с изменением режима термообработки обсадной трубы на заводе-изготовителе.

5.7 Значимых дефектов по телу колонны на диаграммах канала дефектов и канала диаметра дефектоскопа ИДК-105 М не отмечается.

5.8 Негерметичность эксплуатационной колонны связана с возможными пропусками в одном или нескольких муфтовых соединениях.

5.9 В связи с малой приёмистостью определение пропусков муфтовых соединений крайне затруднительно и может быть за границей чувствительности приборов.

Термограмма приведена на рисунке 3.

Современные методы определения мест негерметичности

В наши дни используют традиционно применяемый комплекс методов ГИС для определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн (в соответствии с РД 153-39.0-072-01), который включает в себя ряд геофизических исследований:

- 1) термометрия (ТР-7);
- 2) расходометрия (Т-4);
- 3) локация муфт (ЛМ-90);
- 4) трубная профилометрия (ПТС-4 и ПТС-100);
- 5) индукционная дефектоскопия (ДСИ-1, ИДК-105);
- 6) магнито-импульсная дефектоскопия-толщинометрия (МИД-К);
- 7) акустические методы (САТ, САТ-4 и др.);
- 8) спектральная шумометрия.

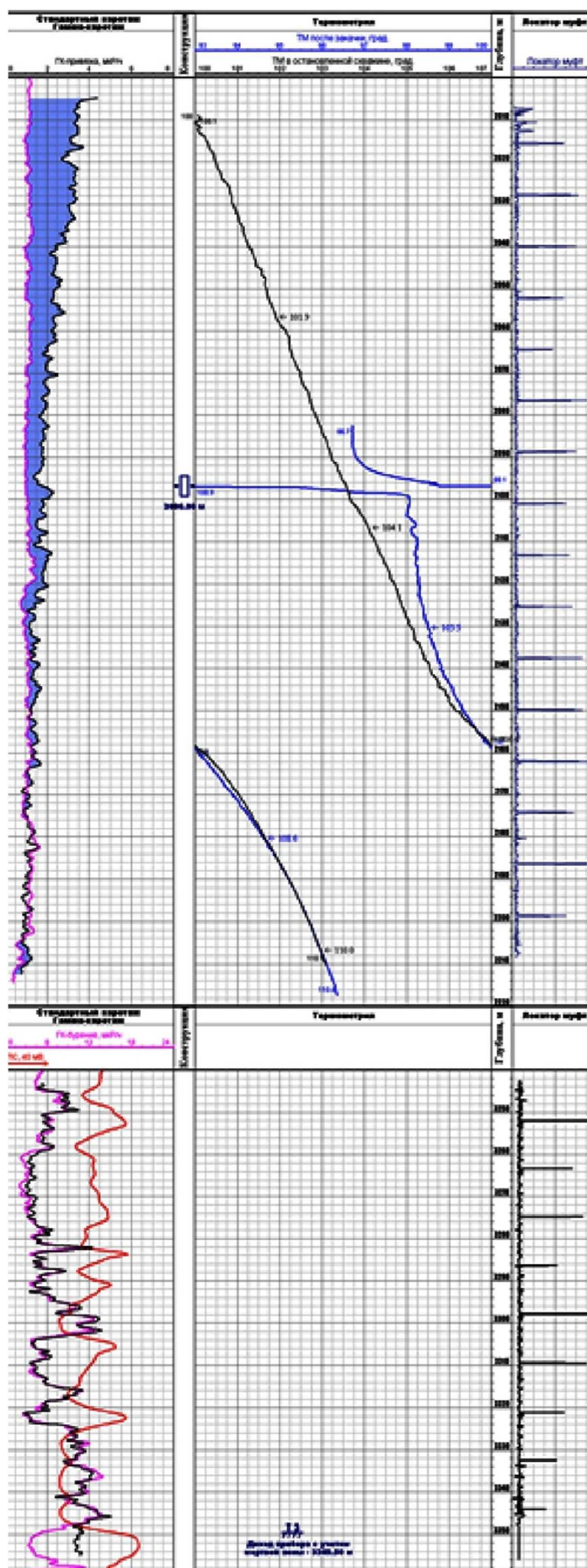


Рисунок 3 – Термограмма

Расходометрия

Для определения количества, скорости течения и расхода веществ используется специальный прибор – расходомер (рис. 4). В зависимости от особенностей процесса (величина расхода, измеряемые характеристики, допускаемая погрешность) применяется определенный тип прибора. Расходометрия используется для решения обширного спектра задач: выделение водоносного горизонта, литологическое расчленение разреза, определение фильтрационных свойств пластов.



Рисунок 4 – Модуль расходомера «КОМПАС» РДХМ5

Модуль расходомера микропроцессорного РДХМ5 (далее модуль РДХМ5) предназначен для измерения скоростных и объёмных характеристик потоков жидкости в колонне и насосно-компрессорных трубах диаметром не менее 50 мм, эксплуатационных и нагнетательных скважин. Модуль РДХМ5 работает в составе с базовым блоком аппаратуры «КОМПАС» и другими модулями системы, каротажным регистратором и каротажным подъёмником, оснащённым геофизическим кабелем длиной до 5000 м.

Для проведения расходометрии традиционно используются три вида расходомеров:

- 1) манометрические напорного действия;
- 2) тепловые;
- 3) наполнительные.

Расходометрия – один из методов исследования поглощения жидкостей в нагнетательных/добывающих скважинах. Используемые методы позволяют выделять интервал поглощения, протока жидкости, выявлять наличие перетоков по стволу, определять суммарный расход отдельных пластов, строить профиль протока для цельного пласта и отдельных его участков. Проводимые измерения позволяют правильно выполнить разделение добычи жидкости из нескольких эксплуатируемых пластов.

Расходометрия в наблюдательных/технологических скважинах проводится для оценки фильтрационных свойств отдельных проницаемых зон в заданном режиме в рамках рудовмещающего горизонта. Измерения проходят при установившемся гидродинамическом уровне в фазе возбуждения скважины (налив, откачка, нагнетание) при трех ступенях положения раствора. Потребность в дальнейшей детализации с 1-2-метровым шагом определяется по анализу графика замера глубины скважины и расхода жидкости.

Перед расходометрией нужно очистить рабочую часть фильтра, стенки скважины от глинистого раствора и шлама. При помощи расходометрии выявляют нарушения в герметичности обсадных и эксплуатационных колонн (количество, место), утечки растворов через отверстия. При помощи механической расходометрии легко установить количество поглощаемой среды по пластам, а также оценить полноту их участия в заводнении. Высокая точность измерений достигается только при работе профессионалов с соответствующим опытом.

Локатор муфт ЛМ-90

Электромагнитная локация муфт. Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб,

обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности. Применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Контроль вскрытия пластов бескорпусными кумулятивными перфораторами более эффективен, чем для корпусных перфораторов. Интервал перфорации невозможно установить в намагниченных трубах обсадной колонны и при изменении толщины стенки колонны за счёт коррозии.

Локатор муфт представлен на рисунке 5.

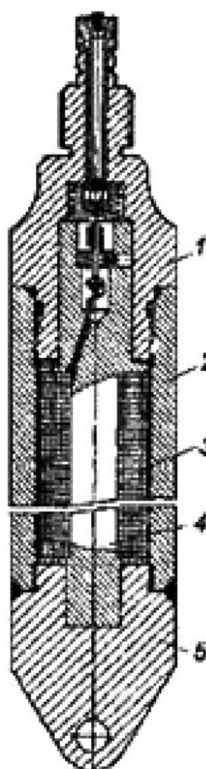


Рисунок 5 – Локатор муфт:

1 – головка; 2 – кожух; 3 – катушка; 4 – сердечник; 5 – наконечник

Принцип работы локатора муфт основан на регистрации напряжения $U_{вых}$ катушки W , намотанной на железном сердечнике с двумя щёчками. Напряжение наводится путем изменений магнитного потока через катушку. Изменения магнитного потока через сердечник катушки возникают при попеременном перераспределении магнитных потоков постоянных магнитов 3 и 4 от верхней щечки к нижней и, наоборот, во время прохождения прибором нарушения целостности трубы, в данном случае расстояния между концами труб в муфтовом соединении. Форма сигнала локатора муфт определяется следующим. В момент времени a верхняя часть поля нижнего магнита перераспределяется с нижней щечки сердечника катушки на верхнюю, создавая изменение магнитного поля внутри катушки W . Затем в момент времени b поле нижнего магнита возвращается на нижнюю щечку, и сразу же нижняя часть поля верхнего магнита перераспределяется с верхней щечки на нижнюю. В момент времени c поле верхнего магнита возвращается на верхнюю щечку. Амплитуда сигнала пропорциональна числу витков катушки, мощности магнита, степени изменений магнитных характеристик стенки скважины и скорости движения скважинного прибора.

Результаты проведения электромагнитной локации муфт приведены на рисунке 6.

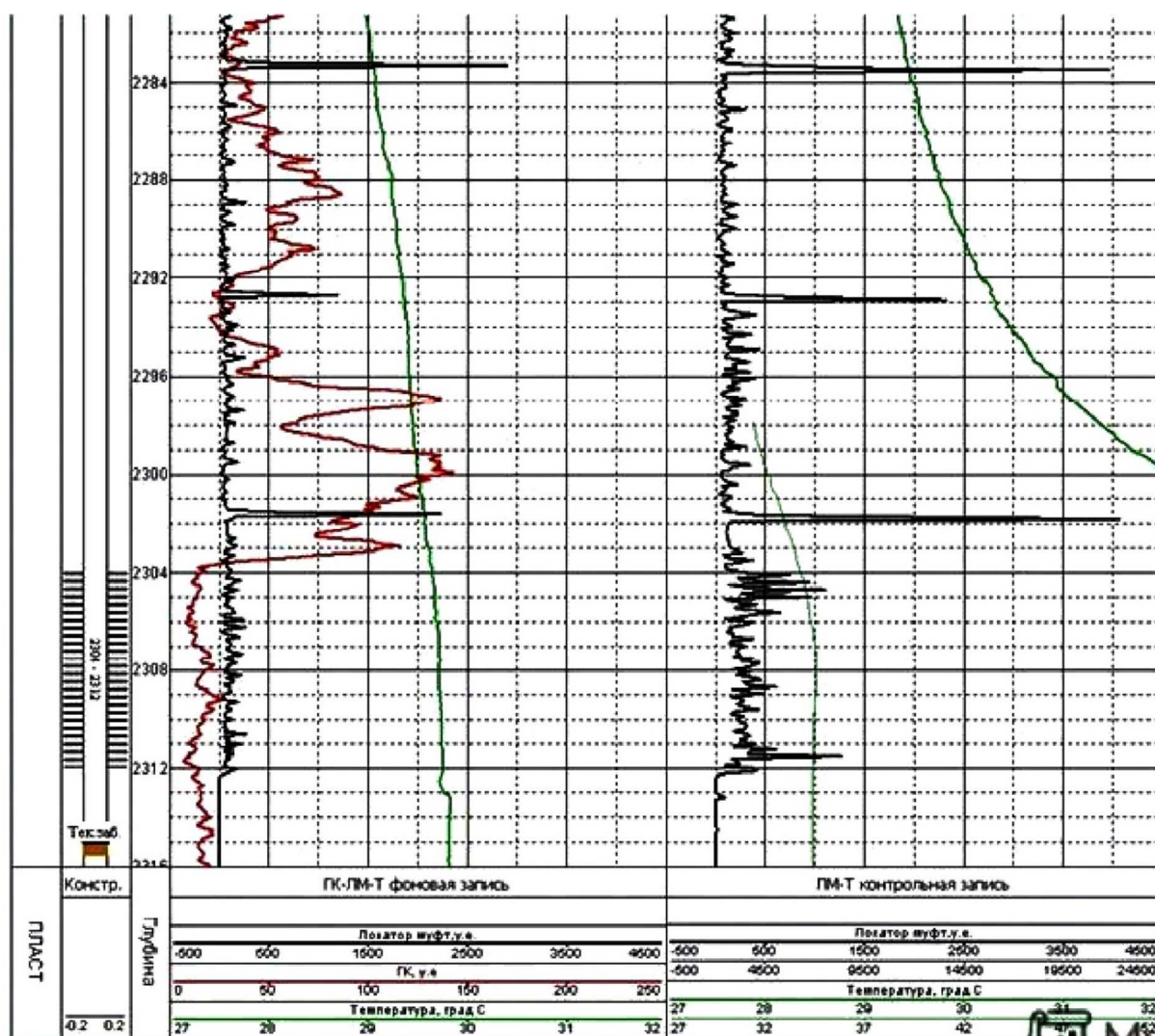


Рисунок 6 – Результаты проведения электромагнитной локации муфт

Трубная профилометрия ПТС-4 и ПТС-100

Трубная профилометрия основана на непрерывной одновременной регистрации нескольких (не менее 8) радиусов (диаметров) обсадных колонн. Измеряемая величина – внутренний радиус (диаметр) трубы. Единица измерений – миллиметр (мм).

Применяют для определения внутреннего диаметра, овальности и смятий обсадных труб, обрывов и рассоединений их по муфтам.

Ограничения измерений связаны с влиянием загрязнения внутренней поверхности труб и эксцентричным положением скважинного прибора в наклонных скважинах.

Трубные профиломеры (рис. 7) представляют собой электромеханические системы для независимых измерений нескольких радиусов.

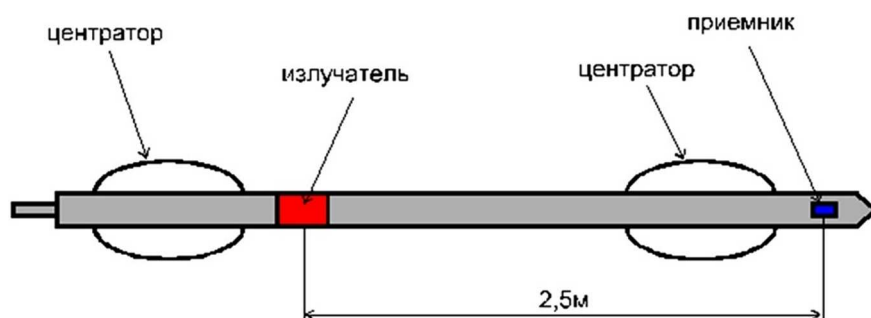


Рисунок 7 – Трубный профиломер

На основе исследований, проведенных автором, делается вывод, что существующие методики интерпретации данных профилометрии обсадных колонн наклонно-направленных и горизонтальных скважин не позволяют достоверно оценить их техническое состояние из-за существенных ошибок методического характера. Предлагается расширить перечень оцениваемых геометрических параметров труб и применять новую методику интерпретации. При этом не только достигается требуемая достоверность интерпретации данных скважинных исследований, но и обеспечивается инструментальная пре-емственность, позволяющая проводить корректное определение искомым параметрам обсадной колонны серийными отечественными и зарубежными трубными профиломерами.

С ростом объемов строительства глубоких, наклонно-направленных и горизонтальных скважин всё большее значение (как в России, так и за рубежом) приобретают вопросы диагностики технического состояния обсадных колонн. Последние испытывают повышенные изгибающие и прижимающие нагрузки, которые обуславливают:

- механический износ (истирание) внутренней поверхности обсадных труб замками буровой колонны при спускоподъемных операциях (СПО);
- снижение остаточной прочности, смятие и растрескивание изношенных труб;
- ослабление муфт и потерю герметичности в их резьбовых соединениях;
- утечки углеводородного сырья, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и обводнение продукции скважин;
- загрязнение источников водоснабжения, экологические потрясения и другие негативные проявления.

Износ обсадных труб

Осмотр поднятых из скважины обсадных труб показал, что наиболее интенсивный износ наблюдается в интервалах набора кривизны и перегибов стволов скважин (т.е. в местах концентрации механических напряжений). При этом в большинстве случаев образуется односторонний (желобной или серповидный) износ (рис. 8), приводящий к разрушению резьб и потере герметичности в муфтовых соединениях (рис. 9). Однако на практике отмечены случаи, когда наблюдался износ в виде двух желобов, расположенных по дуге окружности на различных расстояниях друг от друга.

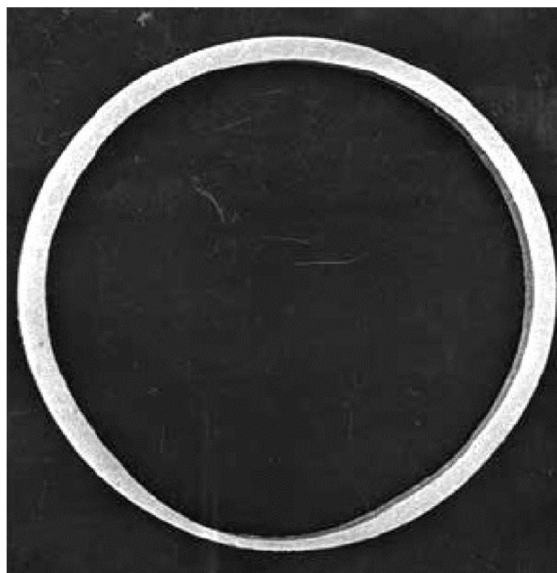


Рисунок 8 – Износ обсадной колонны замками буровых труб

Кроме того, исследованиями института «ВНИИТнефть» было установлено, что в бывшем СССР коэффициент аварийности с обсадными колоннами по Главтюменьнефтегазу составлял 7,6 % и 23,4 % при интенсивности искривления стволов скважин всего 1,5° и 2,0° на 10 метров глубины скважины соответственно.

Подобные явления происходят и с эксплуатационными обсадными колоннами, которые изнашиваются муфтами насосно-компрессорных труб (НКТ) при СПО.

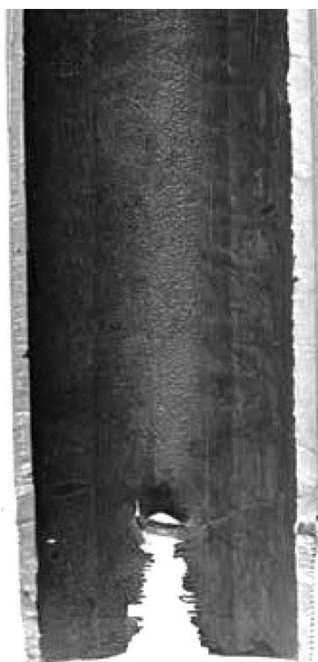


Рисунок 9 – Разрушение резьбового соединения в зоне износа обсадной колонны

Всё вышеизложенное свидетельствует о насущной необходимости диагностики технического состояния обсадных колонн геофизическими методами, включающими методы электромагнитной дефектоскопии и электромеханической трубной профилометрии.

Несовершенство методик интерпретации

Рассмотрев ранее проблемы и решения в области электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн, остановимся на ограничениях к применению метода электромеханической профилометрии, основанного на контактном способе съёма информации. Этот способ реализуется посредством измерительных рычагов, установленных в скважинном приборе равномерно по окружности и прижимаемых к внутренней поверхности труб обсадной колонны. Так, в России для определения проходного сечения и геометрических параметров обсадных колонн в вертикальных скважинах применяются трубные профиломеры-радиусомеры типа ПТС-4 и ПТС-100 Т с 8 измерительными рычагами, а также приборы зарубежных фирм – TGS (Schlumberger) с 16 измерительными рычагами, MFC (Western Atlas), MIT (Sondex) и др., имеющие значительно большее число измерительных рычагов (20, 40, 60 и 80).

Однако в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах их показания оказываются недостоверными, т.к. из-за эксцентричного положения скважинного прибора в исследуемых обсадных колоннах измерительные рычаги измеряют не диаметры (как сумму отклонений противоположных рычагов), а хорды.

Необходимо отметить, что измеренные значения хорд принципиально несопоставимы с величинами минимального, максимального и среднего внутренних диаметров и их отклонениями, допускаемыми по ГОСТ 632-80, что делает невозможным и определение технического состояния обсадных труб по критерию соответствия (или несоответствия) требованиям указанного стандарта. Поэтому «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072-01. – Москва, 2001 г.) устанавливает ограничения к применению метода трубной профилометрии в скважинах с большими отклонениями стволов от вертикали (п. 24.2.1).

Кроме того, разработанные методики интерпретации данных трубной профилометрии базируются на следующих допущениях:

- скважинный прибор в обследуемых трубах отцентрирован;
- отклонения измерительных рычагов прямо пропорциональны радиусам;
- профили внутренней и внешней поверхностей обсадных труб в поперечном сечении есть окружности с постоянным радиусом и имеют один общий центр;

- не учитывают допускаемых в соответствии с ГОСТ 632-80 отклонений геометрических параметров труб от их номинальных значений.

Перечисленные недостатки существующих методик интерпретации могут привести к существенным ошибкам в оценке технического состояния обсадных колонн. Это наглядно иллюстрирует следующий пример.

В одной из скважин Кошехабльской площади (Краснодарский край) увеличение проходного сечения труб за счёт одностороннего желобного износа глубиной 7,5 мм в обсадной колонне диаметром 168 мм было ложно истолковано как увеличение среднего внутреннего диаметра трубы на 1,62 мм, что является допустимым по ГОСТ 632-80 для труб указанного типоразмера с обычной точностью изготовления (1,62 вместо 1,7) и недопустимым по сути, поскольку остаточная прочность труб, равномерно изношенных на 1,62 мм и имеющих сосредоточенный желобной износ глубиной 7,5 мм, далеко не одинакова.

Более того, ни одна из известных методик интерпретации данных трубной профилометрии не предусматривает определение такого весьма важного диагностического параметра, как овальность труб e , которая сильно влияет на их прочностные показатели (табл. 1). Из вышеизложенного следует, что метод электромеханической трубной профилометрии может применяться, по сути, лишь для определения проходного сечения обсадных колонн.

Требования к методическому аппарату

Таким образом, можно сделать вывод о насущной необходимости разработки новой методики интерпретации данных профилометрии как в вертикальных, так и наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Эта методика (независимо от эксцентриситета скважинного прибора в исследуемой обсадной колонне) должна обеспечивать корректное определение не только среднего внутреннего диаметра и двух взаимно перпендикулярных диаметров, но таких параметров, как:

- овальность обсадных труб;
- отклонения профиля внутренней поверхности труб в поперечном сечении от окружности с номинальным внутренним радиусом;
- соответствие (несоответствие) внутренней геометрии или проходного сечения обсадных труб требованиям ГОСТ 632-80 (раздел «Номинальные геометрические размеры труб нефтегазового сортамента»), согласно которому они изготавливаются на металлургических заводах;

- интервалы и величины износа обсадных колонн.

Указанные параметры необходимы для:

- определения геометрических параметров труб и сопоставления их с допускаемыми значениями по критерию соответствия (несоответствия) требованиям ГОСТ 632-80;
- определения величины износа, остаточной толщины и остаточной прочности обсадных колонн;
- выдачи однозначного заключения о техническом состоянии скважин и возможности продления их срока службы сверхнормативного при их переаттестации.

Скважинная дефектоскопия и толщинометрия

Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции: амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода.

На формирование ЭДС главным образом влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения).

На сигнал могут оказывать влияние блуждающие и гальванические токи, а также большая концентрация ферромагнетиков в разрезе скважины при исследовании обсадных колонн.

Современные скважинные дефектоскопы-толщинометры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяжённостью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0,5 мм.

При проведении исследований прибор должен быть центрирован. Простейшим устройством этого типа является индукционный индикатор дефектов, принцип работы которого основан на регистрации фазового сдвига между возбуждаемым и регистрируемым сигналом, обусловленного наличием дефекта в колонне.

Для повышения разрешающей способности прибор изготавливают из расчета наибольшего сближения диаметров катушек и внутреннего диаметра труб.

Метод даёт интегральную картину потери металла (коррозия) или нарушение сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленное геометрическим фактором измерительного зонда.

Палетка показаний электромагнитной дефектоскопии приведена на рисунке 10.

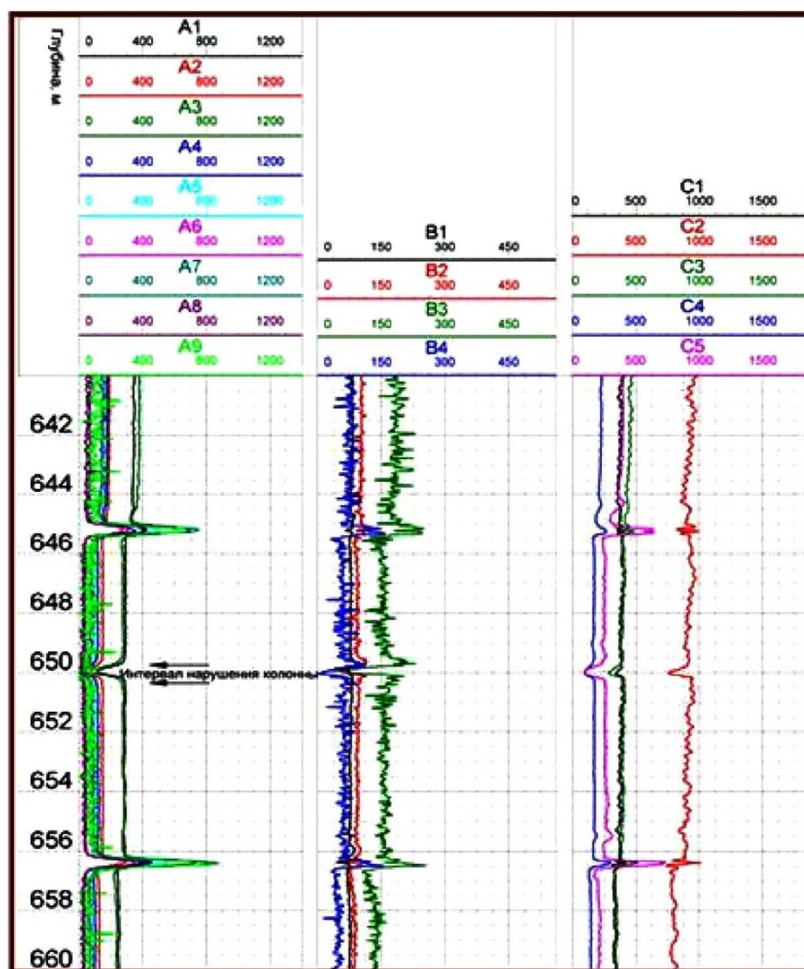


Рисунок 10 – Палетка показаний электромагнитной дефектоскопии

Магнито-импульсная дефектоскопия-толщинометрия (МИД-К)

В настоящее время разработаны и активно применяются системы, позволяющие проводить изучение многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны (диаметр прибора 36 мм). В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили направления электромагнитной дефектоскопии (серия «ЭМДС») и магнито-импульсной дефектоскопии (серия «МИД»). Аппаратура этих серий несколько различна по принципам формирования и регистрации сигнала, телеметрии и разрешающей способности, но в обоих типах используется методика регистрации и анализа декре-

мента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой. Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода. Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Специальная обработка позволяет восстановить декремент затухания для различных по удаленности зон, настроиться на соответствующий диаметр исследуемой колонны и отфильтровать влияние других колонн. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны. Средством калибровки прибора является набор из аттестованных стальных труб, отличающихся диаметром и толщиной стенок, а также искусственными дефектами (в виде ориентированных по радиусу и образующей трубы трещин).

Дефектоскоп-толщиномер магнито-импульсный МИД-НМ показан на рисунке 11.



Рисунок 11 – Дефектоскоп-толщиномер магнито-импульсный МИД-НМ

Возможности:

- исследование действующих скважин с высоким устьевым давлением;
- исследование насосно-компрессорных труб и труб обсадных колонн, изготовленных как из магнитных сплавов, так и из нержавеющей сталей с отсутствием магнитных свойств;
- определение остаточной интегральной толщины металла НКТ и обсадных колонн;
- определение интервалов перфорации и элементов конструкции насосно-компрессорного оборудования и обсадных колонн (пакеры, мандрели, клапаны, переводники, центраторы, фонари);
- идентификация щелевых дефектов, расположенных вдоль оси прибора и в перпендикулярной плоскости;
- наличие чувствительного внешнего термометра позволяет регистрировать температурные аномалии, что даёт дополнительную информацию при определении зон перфорации;
- наличие датчика давления с высокой разрешающей способностью позволяет определить местоположение границ интервала притока нефти или газа в скважины, построение профиля притока;
- наличие канала регистрации уровня естественного гамма-излучения позволяет привязать данные дефектоскопии к геологическому разрезу;
- продолжительность непрерывной регистрации составляет 14 часов.

Круговая цементограмма, дефектограммы и схемы сечений скважины представлены на рисунке 12.

Магнитоимпульсная дефектоскопия скважин основана на исследованиях переходных процессов в трубах. Характер изменения кривых спада зависит от толщины стенки трубы, её диаметра, магнитной восприимчивости и удельной электропроводности металла. Чем больше толщина стенки колонны, тем медленнее затухают переходные процессы. Временное разделение сигнала позволяет исследовать многоколонные

Интерпретация результатов измерений проводится в системе «DeViz», которая позволяет отображать каротажные данные на экране монитора, проводить увязку кривых по реперным интервалам, данным о конструкции скважин или опорным пластам, сопоставляя ГК-МИД с материалами геолого-физических исследований (ГИС). «DeViz» включает режимы автоматической отбивки муфт первой и второй колонн с возможностью «ручной» корректировки; учета магнитного шума, эксцентриситета труб и температурного дрейфа.

Большие осложнения при проведении интерпретации могут создавать зоны локального намагничивания колонн, обусловленные различными факторами технического характера. Такого рода зоны должны отмечаться операторами при проведении основного замера в скважине.

Рекомендуется для отбраковки этих помех проводить контрольные записи выделенных интервалов на измененной скорости каротажа, например, вдвое уменьшенной по отношению к основной. При этом аномалии, обусловленные зонами намагничивания металла колонн, резко изменяются по амплитуде (при уменьшении скорости уменьшается амплитуда) в отличие от аномалий, связанных с дефектами, амплитуда которых не меняется. Учёт магнитной неоднородности позволяет повысить точность определения толщины и надёжность выявления дефектов.

Разработаны магнитоимпульсные дефектоскопы для исследования технического состояния обсадных колонн и НКТ газовых и нефтегазовых скважин. На основе математического и физического моделирования разработана методика выявления нарушений первой и второй колонн, уточнения интервалов перфорации, расчёта остаточной толщины стенки колонн. Приведены примеры использования технологии магнитоимпульсной дефектоскопии при оценке технического состояния газовых скважин.

Акустические методы САТ, САТ-4

Акустические параметры горных пород функционально связаны с их физико-механическими свойствами, пористостью, структурой порового пространства и характером насыщения. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных скважинах, тесно связаны с состоянием обсадки и, в частности, с качеством контактов «цемент – порода» и «цемент – колонна». Всё это создаёт предпосылки для применения АМ при решении широкого круга задач нефтегазовой, угольной и рудной геофизики, а также при инженерно-геологических и гидрогеологических изысканиях.

Применение высокочастотных излучателей и приёмников (0,4–2 МГц) позволяет регистрировать волны, отраженные от стенок скважины. Изучая кинематику и динамику этих волн, можно получить информацию о геометрии ствола скважины (скважинная акустическая кавернометрия – САК или профилометрия – САП), о состоянии обсадной колонны и макроструктуре – трещиноватости, кавернозности пород, слагающих стенки скважины (скважинное акустическое телевидение – САТ). При реализации этих методов перпендикулярно к стенке скважины излучаются кратковременные импульсы упругих колебаний, длины волн которых существенно меньше длины излучателя. При САК частота излучаемых колебаний около 0,5 МГц, при САТ – 1,5–2 МГц. Достигнув стенки скважины, акустические волны отражаются от них и возвращаются на приемник. Обычно излучатель и приёмник совмещены. Форму ствола скважины и её профиль определяют по времени распространения акустического импульса до стенки скважины и обратно.

Показания акустических методов представлены на рисунке 13.

Спектральная шумометрия

Движение жидкости и газа генерирует шум за счёт вибрации минерального скелета пород, а также элементов конструкции скважины. Интенсивность шума растёт с увеличением линейной скорости потока жидкости/газа. Однако спектральный состав шума зависит не от типа или скорости потока, а только от среды, в которой движется жидкость или газ. Анализ акустического шума, зарегистрированного в широком диапазоне частот, позволяет определить, например, зоны активной работы коллектора, места негерметичности обсадной колонны и НКТ, работающие зоны перфорации, законные перетоки по цементному камню, а также потоки в породе и по трещинам. Аку-

стический шум регистрируется при помощи широкополосного гидрофона в диапазоне частот 100 Гц – 25 кГц. Каротажный кабель не позволяет передать такой сигнал на поверхность, поэтому в существующей аппаратуре акустические данные оцифровываются и регистрируются на автономный носитель.

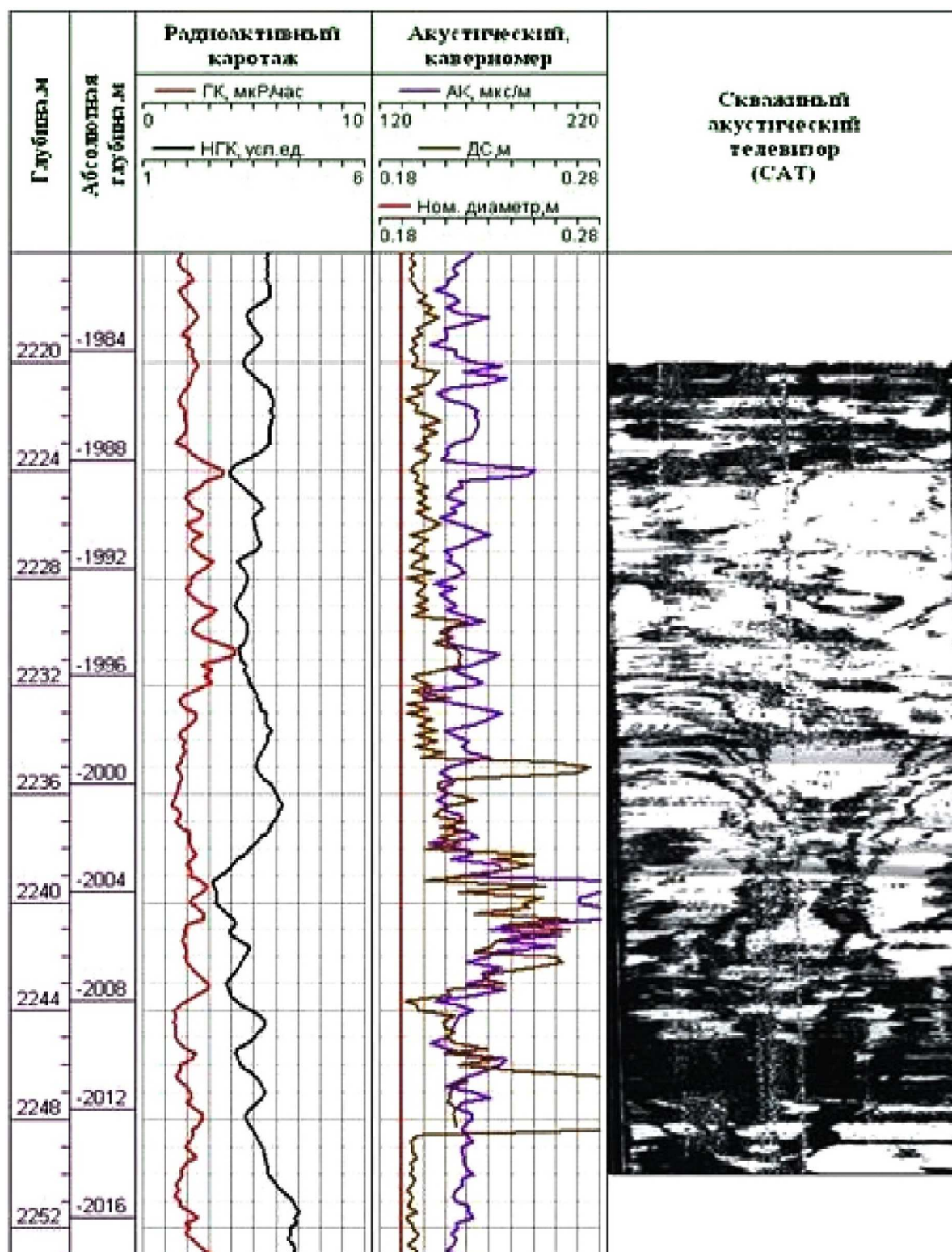


Рисунок 13 – Показания акустических методов

После проведения исследования данные подвергаются цифровой обработке с использованием быстрого преобразования Фурье для сценки спектрального состава сигналов. На планшете (рис. 14) показано распределение амплитуды шума в диапа-

зоне от 0,117–1 кГц. Красный цвет соответствует максимальной амплитуде шума; жёлтый, зелёный, синий и фиолетовый соответствует более низкой амплитуде шума. Белым обозначается шум ниже заданного порога отсечки.

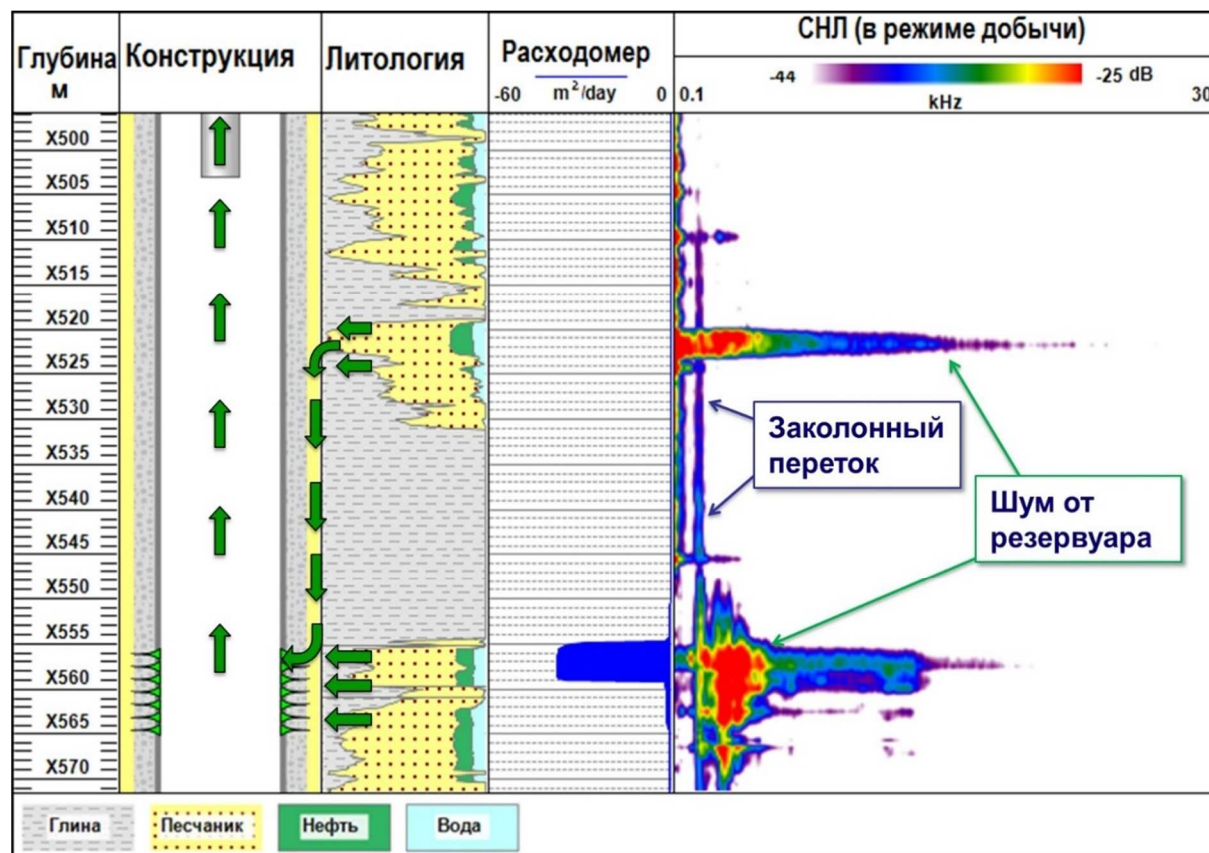


Рисунок 14 – Показания спектральной шумометрии

Контроль качества геофизического исследования скважин (на примере метода термометрии)

Один из методов промышленной геофизики – метод термометрии основан на изучении естественных и искусственных тепловых полей в установившихся и неустойчивых режимах и применяется в практике проведения геофизических исследований скважин для решения широкого круга задач.

В установившихся режимах измеряется естественная температура пород, определяется геотермическая ступень, геотермический градиент и температурные аномалии вдоль оси скважины, которые обусловлены литологией, движением пластовых вод, межпластовыми перетоками флюидов по каналам в цементном камне, по границам «колонна – цемент – порода», а также притоками флюидов в скважину и т.п.

В неустойчивых режимах и при изменении режима работы скважины проводятся исследования по определению:

- высоты подъёма цемента; интервалов прострела (перфорации) эксплуатационных колонн;
- мест негерметичности (утечек) в эксплуатационной колонне или НКТ;
- интервалов внутриколонных перетоков флюидов;
- перетоков флюидов за эксплуатационной колонной;
- эффективно работающих толщин продуктивных пластов;
- притока продукции из каждого горизонта и момента включения новых работающих интервалов при их совместной эксплуатации;
- термодинамического состояния газожидкостной смеси в процессе работы скважины при разных дебитах;
- профиля приёмистости нагнетательных скважин и т.д.

Такой широкий круг задач, решаемый с помощью метода термометрии, требует учета всей совокупности факторов, влияющих на результаты исследований.

Например, если рассмотреть точность выделения газоотдающих интервалов, то она будет зависеть от структуры и параметров продуктивного разреза, от неоднородности и частоты чередования газоносных пропластков, влажности и состава газа, депрессии на пласт, конструкции скважины и др.

Руководящим документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» регламентированы основные технические характеристики скважинных термометров:

- основная погрешность измерения температуры – не более ± 2 °С;
- дополнительная погрешность измерения температуры за счёт нагревания чувствительного элемента протекающим через него током – не более половины основной погрешности (т.е. ± 1 °С);
- постоянная времени τ – не более 2 с.

Вывод о соответствии скважинных термометров требованиям РД 153-39.0-072-01 можно сделать по данным технических характеристик серийных скважинных термометров отечественного производства, приведённых в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики серийных скважинных термометров

Тип прибора	Предел допускаемой основной погрешности, °С	Тепловая инерция τ , с	Примечание
ТЭГ-36	1 % (150 °С)	2	–
ТЭГ-60	1 % (200 °С)	2	–
СТЛ-28	± 1 °С	1	в воде, при скорости обтекания 0,3 м/с
АГДК-42	$\pm 0,5$ °С	1	в воде
ТР7-341	$\pm [0,4 + 0,01(t - 10) \text{ °С}]$ в диапазоне 10–200 °С	2	в воде, на воздухе перегрев датчика на 1,3 °С
ТР7-651	$\pm [0,4 + 0,01(t - 10) \text{ °С}]$ в диапазоне 10–200 °С	2	в воде, на воздухе перегрев датчика на 1,3 °С
Т-75	$\pm 2,3$ % при 120 °С	2	–
ТШ	± 1 °С	1,5	в воде

Однако при малых объёмах перетоков флюидов за обсадными колоннами образующиеся тепловые аномалии незначительны и находятся в пределах основной погрешности указанных термометров.

Опыт проведения геотермических исследований показал, что термометры типа ТР7, разработанные для нефтяных скважин с температурами на забое до 250 °С, в целом ряде случаев не могут быть эффективно использованы по указанной причине, а также из-за перегрева их термочувствительных элементов – датчиков выше температуры окружающей среды за счёт протекания через них электрического тока питания измерительной схемы. Экспериментально установлено, что на воздухе перегрев составляет 1,3 °С, что приводит к существенному изменению их градуировочных характеристик и снижению точности.

Кроме того, что чувствительность термометров типа ТР7 в ряде случаев недостаточна (так, по данным термометрии в одной из скважин Краснодарского ПХГ миграция газа за эксплуатационной колонной из продуктивной толщи к земной поверхности не была обнаружена. Тем не менее, между эксплуатационной колонной и кондуктором были скопления газа).

Если учесть, что теплофизические характеристики флюидов, заполняющих рабочий объём градуировочного устройства и ствол исследуемой скважины, разнятся между собой, а в скважинных условиях не остаются постоянными (например, из-за седиментации частиц бурового раствора или влагосодержания газа), то можно ожидать возникновение дополнительных погрешностей измерений, учесть которые практически невозможно.

Точность измерений температуры может быть снижена и из-за тепловой инерции термометров, которая изменяется в зависимости от теплопроводности флюидов, заполняющих скважину.

Так, тепловая инерция термометров в воде составляет 1 с, в нефти – 2 с, а в газе 25 с, что необходимо учитывать при проведении исследований.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что метод термометрии при обнаружении малых перетоков флюидов по заколонному пространству и утечек газа в муфтовых соединениях обсадных колонн с помощью известных серийных термометров недостаточно неэффективен, так как они:

- не обладают достаточной чувствительностью, точностью измерений и стабильностью градуировочных характеристик в реальных условиях эксплуатации;
- имеют значительную тепловую инерцию, что приводит к «размазыванию» или пропуску температурных аномалий, обусловленных малыми перетоками флюидов в заколонном пространстве скважин и утечками газа в муфтовых соединениях обсадных колонн.

Подтверждением необходимости совершенствования скважинных термометров служит тот факт, что для проведения «тонких» работ по выявлению малых негерметичностей в обсадных колоннах, обнаружению заколонных перетоков газа и выделению газоотдающих интервалов на Осиповичском ПХГ (Беларусь) оказалась необходимой разработка специальных термометров с погрешностью не более чем 0,05 °С при пороге чувствительности 0,002 °С.

Таким образом, несмотря на соответствие серийных скважинных термометров указанных типов требованиям РД 153-39.0-072-01, на практике оказывается, что их применение не может быть эффективным в целом ряде случаев (например, при работе в газовых скважинах и в нефтяных скважинах с большим газовым фактором).

Кроме того, технология проведения геотермических исследований должна предусматривать выбор оптимальной скорости движения термометров v в зависимости от их тепловой инерции τ , а для обеспечения возможности сопоставления результатов исследований, выполненных разными термометрами, – произведение τ на v должно сохраняться постоянным. В таблице 2 приведены допустимые значения скорости каротажа v при проведении геотермических исследований для различных значений τ .

Таблица 2 – Допустимые значения скорости каротажа v при проведении геотермических исследований для различных значений τ

τ , с	≤0,5	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–4,0	4,0
v , м/ч	1000	800	600	400	00

Следует особо отметить, что необходимое время выдержки скважины в покое для получения установившегося температурного режима в необсаженных скважинах зависит от разности первоначальных температур промывочной жидкости и окружающих пород, а также диаметра скважины. С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время нахождения её в покое, т.е. в простое. В таблице 3 приведено время выдержки скважин в покое (в сутках), необходимое для определения температуры горных пород с точностью до 0,5 °С.

Таблица 3 – Время выдержки скважин в покое, необходимое для определения температуры горных пород с точностью до 0,5 °С

Разность температур раствора и пород в начальный момент времени, °С	Диаметр скважины, дюймы					
	4	6	73/4	93/4	113/4	133/4
5	0,5	1,2	1,8	3,0	4,5	6,5
10	1,0	2,3	4,0	6,0	9,0	12,0
20	2,1	5,0	8,0	12,0	18,0	26,0
50	5,5	12,0	20,0	30,0	43,0	64,0

Важно отметить, что тепловое сопротивление горных пород значительно больше теплового сопротивления металлов, в частности, тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. Поэтому можно сделать вывод о

том, что при проведении геотермических исследований в обсаженных скважинах время выдержки их в покое должно быть таким же, как и в необсаженных.

В наше время нашли применение волоконно-оптические приборы для исследования стационарных и нестационарных тепловых полей в скважинах по всей длине интересующего интервала глубин в реальном масштабе времени, в которых распределенным датчиком температуры является волоконно-оптический кабель.

Работа приборов базируется на анализе прохождения по оптическому волокну световых импульсов генерируемых лазером, рассеивание которых зависит от температуры.

Например, система «LightSense» 400 предназначена для непрерывного измерения распределенного температурного поля в скважине. Она использует кабель с 4-мя световодами, причем каждый световод образует один канал, по которому можно производить считывание данных со 100-а точек. Первичные преобразователи для измерения температуры не требуются. Отсчёты проводятся каждую секунду по всем 400-м каналам. По данным компании «Saubeus Sensor System» разрешающая способность измерительной системы равна 0,25 °С, абсолютная погрешность измерения температуры – ±0,5 °С.

Используемый кабель с оплеткой из нержавеющей стали рассчитан на работу при давлении до 70 МПа в интервале температур от – 25 до 250 °С. Длина оптоволоконного кабеля может достигать 12 км, а расчётное время его работы – 10 лет.

Опτικο-волоконные измерители температуры обладают весьма важными качествами:

- обеспечивается регистрация температуры вдоль всего опτικο-волоконного кабеля;
- измерения могут производиться в процессе добычи и при проведении в скважине технологических операций;
- возможен непрерывный температурный мониторинг в добывающих скважинах.

Однако их применение для выявления небольших перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин сдерживается, поскольку тепловые эффекты при этом находятся в пределах основной погрешности измерений.

Таким образом, можно констатировать, что серийные скважинные термометры малопригодны для проведения «тонких» работ по выявлению перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и обнаружению мест негерметичности в обсадных колоннах с малыми утечками (по газу) из-за их недостаточной чувствительности и большой тепловой инерции. Поэтому в КубГТУ для решения вышеуказанных задач выполнено следующее:

- проведены поисковые исследования и предложена новая концепция построения высокочувствительного и малоинерционного скважинного термометра (патенты России № 2193169, кл. G01K 7/24, и № 2315268, кл. G01K 7/24);
- изготовлены опытные образцы скважинных термометров ВМСТ-1 и проведены их сопоставительные испытания с серийными термометрами типа TP7-341, как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях.

Суть новой концепции построения скважинных термометров ВМСТ-1 заключается в разделении функций получения информации и преобразования её в форму, удобную для передачи по каротажному кабелю.

Для этого:

- термочувствительные элементы включены в мостовую измерительную схему (в противоположные плечи моста Уитстона);
- измерительная диагональ моста подключена ко входам усилителя сигналов разбаланса, выход которого в свою очередь подключен к центральной жиле каротажного кабеля через импульсный преобразователь.

Указанная совокупность элементов и функциональных узлов с одной стороны необходима, а с другой – достаточна для достижения поставленной цели.

Так, применение измерительной схемы в виде моста позволяет:

- произвести компенсацию напряжения в измерительной диагонали до нулевого значения в начале диапазона измеряемых температур и получить большую стабильность «нуля», поскольку баланс моста сохраняется даже при колебаниях напряжения питания (т.е. обеспечить высокую стабильность характеристики преобразования «температура – напряжение»);

- изменять границы диапазона измерений и осуществлять измерение собственно приращений температуры;
- включить два термочувствительных элемента в противоположные плечи мостовой схемы, что удваивает приращение напряжения разбаланса моста при прочих равных условиях и даёт возможность снизить напряжение питания мостовой схемы, уменьшить собственное тепловыделение термочувствительных элементов, их перегрев относительно температуры окружающей среды и, следовательно, повысить точность измерений.

Применение усилителя сигналов разбаланса позволяет в K раз увеличить приращение выходного напряжения моста (где K – коэффициент усиления дифференциального сигнала) при одинаковых изменениях температуры и получить заданную чувствительность устройства низким напряжением питания.

На рисунке 15 показана блок-схема скважинного термометра ВМСТ-1.

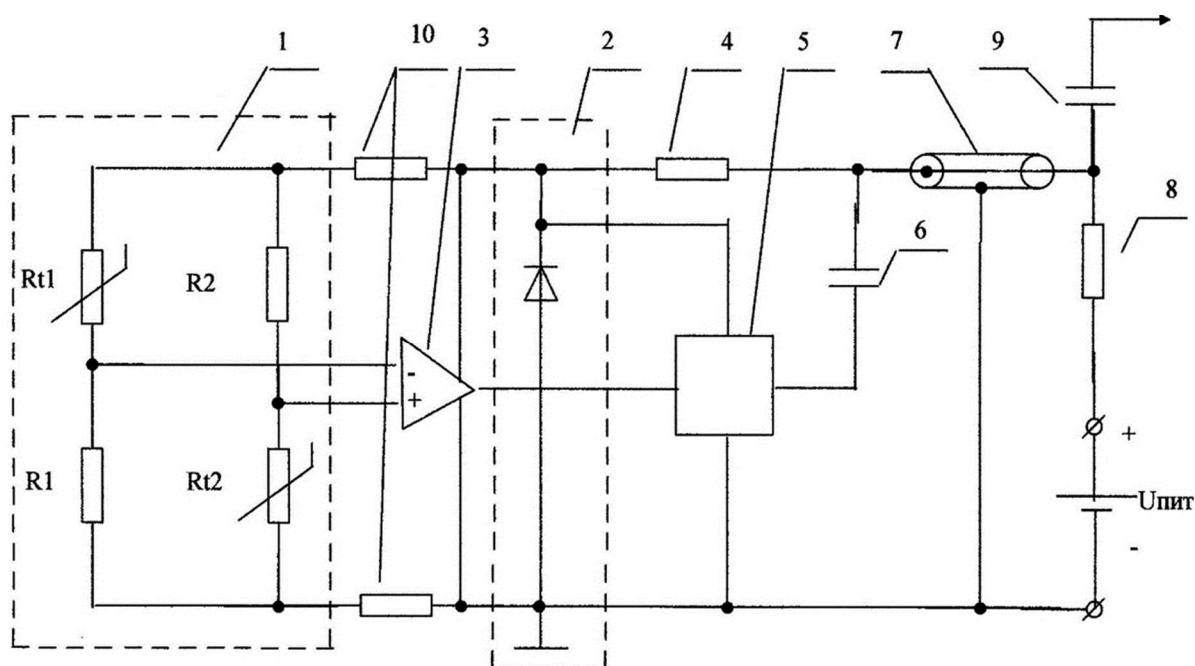


Рисунок 15 – Блок-схема скважинного термометра ВМСТ-1:

- 1 – измерительный мост с термочувствительными элементами Rt_1 и Rt_2 , включёнными в противоположные плечи мостовой схемы;
- 2 – стабилизатор напряжения питания; 3 – усилитель сигналов разбаланса;
- 4 – балластный резистор стабилизатора напряжения питания; 5 – импульсный преобразователь;
- 6 – конденсатор связи выхода импульсного преобразователя с каротажным кабелем;
- 7 – каротажный кабель; 8 – резистор нагрузки каротажного кабеля со стороны наземной панели;
- 9 – конденсатор связи каротажного кабеля с блоком обработки информации; 10 – ограничитель тока

Данное техническое решение позволяет повысить достоверность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Испытания высокочувствительного малоинерционного скважинного термометра ВМСТ-1 проведены в сопоставлении с серийным термометром типа ТР7-341, нашедшим широкое применение в геофизической отрасли в идентичных лабораторных и скважинных условиях.

На рисунке 16 приведены фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду.

По данным Б.М. Рябова и А.И. Парфёнова ранее в нефтегазовой отрасли бывшего СССР ремонтировалось ежегодно около 1300 скважин (800 добывающих и 500 нагнетательных) в целях восстановления герметичности обсадных колонн. Более поздних данных в технической литературе не найдено, однако по мере старения скважин можно предположить и значительно большие объёмы ремонтных работ. При этом место негерметичности определяют путём поинтервальной опрессовки или геофизическими методами.

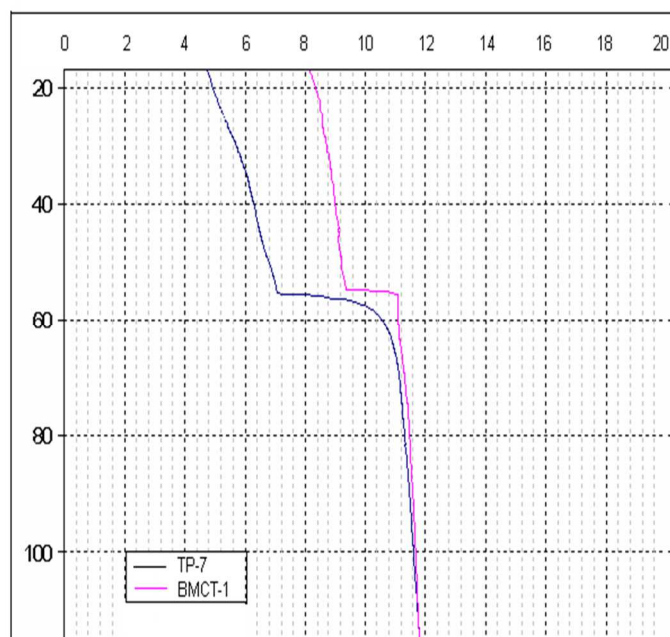


Рисунок 16 – Реакция термометров TP7-341 и BMCT-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду

Разработка способа, устройства и технологии определения мест негерметичности обсадных колонн гидродинамическими методами

Попутно отметим, что в общем объёме ГИС, проводимых с целью контроля за разработкой нефтяных месторождений и выявления источников обводнения, исследования выходящих в капитальный ремонт скважин составляют 25 %.

Согласно РД 39-1-1190-84, после глушения скважин предусматривается проведение ГИС методами термометрии, резистивиметрии, расходомерии, локации муфтовых соединений и др. с закачками нескольких порций жидкости и регистрацией температурных и иных аномалий. Указанная технология неэффективна, требует значительных затрат времени и средств (особенно при наличии нескольких мест негерметичности в обсадных колоннах, что часто встречается в скважинах старого фонда из-за сквозных коррозионных повреждений труб).

Поэтому нами предложен новый способ и устройство для определения мест негерметичности обсадных колонн, не противоречащие РД 39-1-1190-84 и не требующие сложного дополнительного оборудования.

На рисунке 17 схематично показано указанное устройство, представляющее собой двойной скважинный разделитель с эластичными манжетами 1, установленными с помощью распорных втулок 2, прокладок 3 и зажимных гаек 4 на наружной поверхности несущей трубы 5. Внутри несущей трубы 5, имеющей каналы 6 для прохода прокачиваемой жидкости, с помощью гофрированных патрубков 7, амортизаторов 8, распорных втулок 9, упорного кольца 10 и зажимной гайки 11 установлены два идентичных скважинных прибора 12, присоединённых с помощью их подсоединительных головок 13 к стыкующему переводнику 14 и далее, через кабель связи 15, к кабельной головке устройства 16, установленной на верхней пробке 17, которая соединена с несущей трубой 5.

Чувствительные элементы 18 скважинных приборов 12 омываются потоком закачиваемой жидкости (на рисунке 17 не показано), проходящей через каналы 6. На несущей трубе 5, в её средней части, выполнен ряд отверстий 19 и установлена с возможностью поворота регулирующая втулка 20 с отверстиями 21. Указанные отверстия выполнены равномерно по периметрам несущей трубы 5 и регулирующей втулки 20, совпадают между собой и имеют равные диаметры.

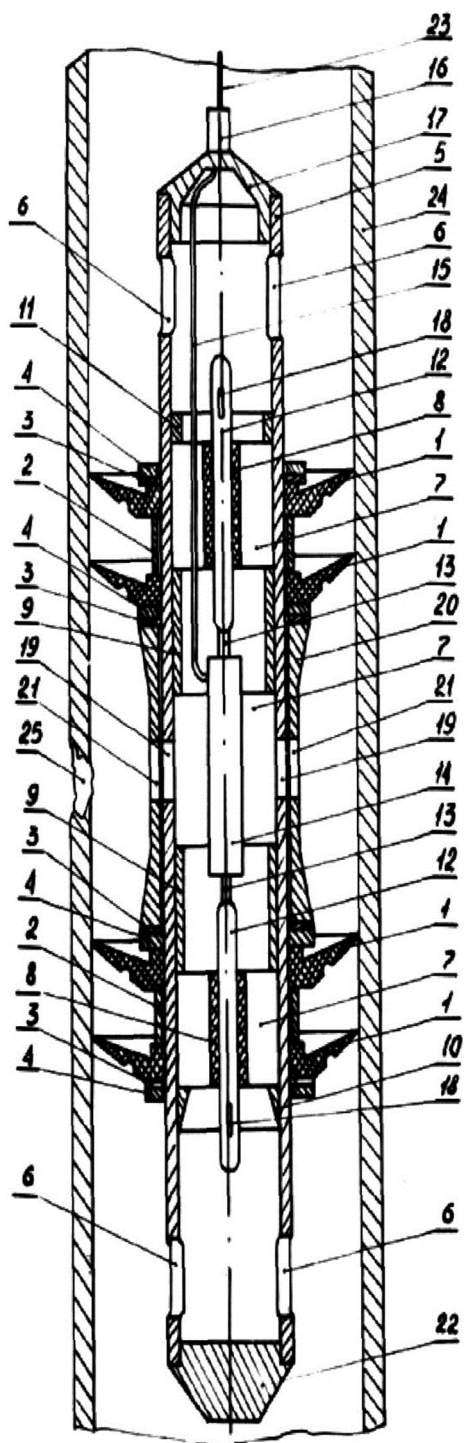


Рисунок 17 – Устройство для определения мест негерметичности обсадных колонн:
 1 – эластичная манжета; 2 – распорные втулки; 3 – прокладки; 4 – зажимные гайки; 5 – несущая труба;
 6 – каналы для прохода прокачиваемой жидкости; 7 – продольно гофрированные патрубки;
 8 – амортизирующие втулки; 9 – распорные втулки; 10 – упорное кольцо; 11 – зажимная гайка;
 12 – скважинные приборы; 13 – подсоединительные головки; 14 – стыкующий переводник;
 15 – кабель связи; 16 – кабельная головка устройства; 17 – верхняя пробка;
 18 – чувствительные элементы скважинных приборов; 19 – отверстия;
 20 и 21 – регулирующая втулка и отверстия в ней соответственно; 22 – нижняя пробка;
 23 – геофизический кабель; 24 – исследуемая обсадная колонна;
 25 – место повреждения обсадной колонны

Для реализации предлагаемого способа обнаружения негерметичности обсадных колонн в качестве скважинных приборов 12 могут быть использованы серийные беспакерные расходомеры-дебитометры РГД-2М, РГД-4 и другие аналогичные приборы.

Обнаружение мест негерметичности обсадных колонн производят по следующей технологии. Кабель 23 от геофизической станции перекидывается через подвесной ролик, пропускается через лубрикатор и соединяется с устройством с помощью присоединительной головки 16. Затем оно вводится в исследуемую обсадную колонну 24. Устье скважины герметизируют, и устройство спускается до башмака обсадной колонны 24. После этого начинают продавку жидкости через место повреждения 25.

Допустим, что в качестве скважинных приборов 12 используются идентичные расходомеры и место повреждения 25 в обсадной колонне 24 находится выше местонахождения устройства. Тогда их чувствительные элементы – турбинки 18 находятся в застойной зоне и не вращаются, т.к. через каналы 6 и поперечное сечение несущей трубы 5 жидкость не протекает. При движении вверх в герметичном участке обсадной колонны, скважинная жидкость будет протекать через верхние каналы 6, несущую трубу 5 и нижние каналы 6, одинаково интенсивно омывая турбинки 18 верхнего и нижнего скважинных приборов 12.

Поэтому они начинают вращаться с одинаковой частотой, зависящей от скорости движения потока жидкости через поперечное сечение несущей трубы 5, которая будет в свою очередь зависеть от скорости подъёма (или спуска) устройства, и на регистраторе геофизической станции будут записываться две параллельные линии, характеризующие частоту вращения турбинок 18 и переток скважинной жидкости через поперечное сечение несущей трубы 5 в функции глубины.

При входе устройства в зону негерметичности обсадной колонны 24, в момент времени, когда искомое место негерметичности 25 окажется в пространстве между верхними и нижними манжетами 1, характер протекания жидкости через поперечное сечение несущей трубы 5 резко изменится. Как видно из рисунка 17, прокачиваемая жидкость устремится через верхние каналы 6 внутрь несущей трубы 5, смывая с большой интенсивностью чувствительный элемент – турбинку 18 верхнего скважинного прибора 12, причем выход её будет осуществляться через отверстия 19 в средней части несущей трубы 5, отверстия 21 в средней части регулирующей втулки 20 и место негерметичности 25 обсадной колонны 24. Турбинка 18 нижнего скважинного прибора 12 при этом будет вращаться с прежней частотой, поскольку скорость движения устройства не изменяется. Таким образом, верхний и нижний скважинные приборы 12 и их чувствительные элементы 18 будут находиться в резко отличающихся условиях в течение всего времени, когда искомое место негерметичности 25 будет находиться между верхними и нижними манжетами 1.

Естественно при этом выходные сигналы скважинных приборов 12 будут резко отличаться друг от друга и на диаграмме регистратора геофизической станции произойдёт скачок кривой расхода, регистрируемой верхним скважинным прибором 12, поскольку к прежнему его значению прибавится расход прокачиваемой жидкости через место негерметичности 25.

При дальнейшем движении устройства вверх вдоль оси обсадной колонны 24 место негерметичности 25 выйдет из пространства между верхними и нижними манжетами 1 и поток прокачиваемой жидкости устремится через нижние каналы 6, а не через отверстия 19 и 21. В этом случае чувствительные элементы 18 верхнего и нижнего скважинных приборов 12 снова окажутся в равных условиях (или почти равных), однако их выходные сигналы будут пропорциональны новому значению количества протекающей жидкости через поперечное сечение трубы 5, отличающемуся от первоначального на величину расхода жидкости, прокачиваемой через место негерметичности 25. Поэтому на диаграмме наземного регистратора будут наблюдаться резкие изменения амплитуд записи в месте негерметичности 25 обсадной колонны 24.

Достоинствами предложенного способа определения мест негерметичности обсадных колонн являются надёжность выявления их и высокая разрешающая способность к малым негерметичностям, т.к. на диаграмме регистратора геофизической станции одновременно регистрируются два сигнала от идентичных скважинных приборов и влияние дестабилизирующих факторов в процессе проведения исследований (колебания скорости протяжки, колебания давления и производительности агрегатов и т.п.) сводится к минимуму, причём кривые записи являются реперными по отношению друг к другу.

Как отмечалось выше, в качестве скважинных приборов 12 в устройстве могут быть использованы не только беспакерные расходомеры указанных типов, но и другие приборы (например, малогабаритные скважинные приборы газогидродинамического каротажа Дина-К8, КСА-Т12-38-120/60 и аналогичные.

Следует особо отметить, что значительно большие возможности для повышения чувствительности индикаторов негерметичности обсадных колонн открываются с использованием термоанемометрических методов измерения скорости и расхода потоков флюидов. Оценим возможности термоанемометрического метода. Положим, что электрическое сопротивление R каждой из проволочных спиралей, включенных в электрическую мостовую схему, составляет 100 Ом и по ним протекает электрический ток J силой в 1 А. Тогда в соответствии с законом Джоуля-Ленца за 1 секунду в каждой спирали выделится количество теплоты, определяемое по формуле:

$$Q = 0,24 \cdot J^2 \cdot R \cdot t = 24,$$

где Q – количество теплоты, кал.; J – электрический ток; R – сопротивление проволочной спирали, включённой в электрический мост; t – время измерения.

Допустим, что спираль заключена в объеме, вмещающем 10 мл воды. Тогда она, как показывают расчёты, за 1 секунду нагреется на 2,4 °К. Предположим, что в 1 секунду через место негерметичности 25 обсадной колонны 24 утечка составляет также 10 мл. Следовательно, каждую секунду каждая порция прокачиваемой воды через объем занимаемый электрической спиралью будет нагреваться на 2,4 °К и будет уноситься через место негерметичности 25, что может быть легко измерено современными скважинными термометрами.

Предложенный способ обнаружения малых негерметичностей обсадных колонн может применяться совместно с любым серийным геофизическим оборудованием и обладает высокой чувствительностью, т.к. утечка в 10 мл за 1 секунду соответствует всего 864 л в сутки.

Сопоставление кривых указанных термометров позволяет сделать следующие выводы:

1. Тепловая инерция термометра TP7-341 многократно (в 15 раз) превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1 (скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду, зарегистрированный термометром TP7-341, оказался «размазанным» по глубине скважины на 12,5 метра, тогда как ВМСТ-1 чётко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой и его показания установились на базе 0,83 метра);

2. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин, обнаружении мест негерметичности обсадных колонн и малых утечек в их муфтовых соединениях.

3. Благодаря малой тепловой инерции термометра ВМСТ-1, скорость проведения геотермических исследований может кратно превышать скорость каротажа, проводимого серийными скважинными термометрами, что позволит снизить затраты на проведение ГИС, кратно уменьшить время простоя скважины и получить значительный экономический эффект от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Литература

1. Подсчёт запасов и технико-экономическое обоснование извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения (отчёт). – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2014. – 237 с.
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. Климов В.В. [и др.]. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Основы геофизики» для студентов всех форм обучения и МИППС направления «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 19 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Климов В.В. Научно-методические основы диагностики технического состояния скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – 296 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Усов С.В., Климов В.В., Савенок О.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
13. Климов В.В. [и др.]. Вопросы интерпретации данных профилометрии обсадных колонн // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2001. – Вып. 10. – С. 169–176.
14. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3/2013. – С. 33–37.
15. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации, 2014. – № 2/2014. – С. 44–49.
16. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 81–87.
17. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
18. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Аналитическое и экспериментальное определение зон наибольшего износа обсадных колонн при строительстве нефтегазовых скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2017. – № 4. – С. 33–37
19. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15–21.
20. Климов В.В. [и др.]. Новый способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 101–108.
21. Лешкович Н.М. Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором // 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. 223–226.

22. Панцарников Д.С. [и др.]. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // 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. 215–226.
24. Терещенко Ю.П. ГИС: Диагностика технического состояния обсадных колонн. Будни и перспективы // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2001. – Вып. № 10. – С. 161–168.
25. Шальская С.В. Геолого-геофизическая характеристика района Кущёвского ПХГ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/7-32 Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/32.PDF>
26. Шальская С.В. Техника и методика проведения ГИС-контроля на Кущёвском ПХГ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/7-33 Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/33.PDF>
27. Шальская С.В., Лешкович Н.М. Оценка эффективности комплекса геофизических исследований скважин при решении нефтепромысловых задач на Кущёвской ПХГ // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 3. – С. 98–119.
28. Эрлих Г.М. Исследования состояния обсадных труб, извлечённых из скважины // Нефтепромысловое дело. – 1962. – № 4. – С. 46–48.

References

1. Evaluation of reserves and feasibility study of oil recovery at Anastasievsko-Troitskoye field (report). – Krasnodar : LLC Oil Company Rosneft – STC, 2014. – 237 p.
2. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – 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. Klimov V.V. [et al]. Interpretation of casing profiling data : methodological guidelines for practical classes in the discipline «Fundamentals of geophysics» for students of all forms of education and MIPPS direction «Oil and gas business». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2014. – 19 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
7. Klimov V.V. Scientific and methodical bases of diagnostics of technical state of wells at the oil and gas fields and underground gas storages. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – 296 p.
8. Popov V.V. [et al]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Usov S.V., Klimov V.V., Savenok O.V. Well workover. Restoration of casing tightness : methodological instructions for practical exercises on disciplines «Reconstruction and restoration of wells». (profile «Operation and maintenance of oil production facilities») and «Technology of oil and gas wells drilling». (profile «Drilling of oil and gas wells») for students of all forms of education in the field of «Oil and gas business». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2013. – 63 p.
13. Klimov V.V. [et al]. Questions of interpretation of the casing profiling data // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Projections». – Krasnodar : SKO IA RF, 2001. – Proceedings: SKO IA RF, 2001. 10. – P. 169–176.

14. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New Technical Means, Technologies and Methodology of Geological and Geophysical Control of Technical State of Fastening of Gas and Gas-Condensate Wells, including those with Abnormally High Formation Pressures and Temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3/2013. – P. 33–37.
15. Klimov V.V., Savenok O.V. New technologies of GIS // Oil. Gas. Innovations, 2014. – № 2/2014. – P. 44–49.
16. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Increasing the informativity of the thermometric method in the geophysical studies of oil and gas fields and UGS // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific 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. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 81–87.
17. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
18. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Analytical and experimental determination of the zones of the greatest casing wear at construction of oil and gas wells // Bulletin of the Association of drilling contractors. – 2017. – № 4. – P. 33–37
19. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich, N.M. Concept of the geological and geophysical control of the technical state of the casing and the cemented borehole space in the wells at the oil and gas fields and underground gas storages // Vestnik as-association of the drilling contractors. – 2019. – № 2. – P. 15–21.
20. Klimov V.V. [et al]. A new way to detect leaks in casing columns and interlayer fluid flows in the borehole space // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. Dr., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas birth places. – P. 101–108.
21. Leshkovich N.M. Perfection of technique and technology for determination of leaky couplings and through damages of casing strings in oil fields with a large gas factor // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 223–226.
22. Panzarnikov D.S. [et al]. Technique and technology of the geophysical methods for investigation of the horizontal wells at Fedorovskoye oil and gas field // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 1/2016. – P. 42–45.
23. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings: Proceedings of the First 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. 215–226.
24. Tereschenko Yu.P. GIS: Diagnostics of technical state of casing strings. Budni and Perspectives // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO IA RF, 2001. – Issue № 10. – P. 161–168.
25. Shalskaya S.V. Geological and Geophysical Characteristics of the Kushchev UGS District // Bulletin of Student Science, Information Systems and Programming Department. – 2019. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/7-32 Access mode: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/32.PDF>
26. Shalskaya S.V. Technique and technique of the GIS-control at the Kushchevskoye UGS // Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department. – 2019. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/7-33 Access mode: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/33.PDF>
27. Shalskaya S.V., Leshkovich N.M. Estimation of a well geophysical research complex efficiency at the oilfield problems solution at the Kushchevskaya UGSF // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 3. – P. 98–119.
28. Erlikh, G.M. Investigation of the casing state extracted from a well // Oil-field business. – 1962. – № 4. – P. 46–48.

УДК 622.244.44

**РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ РЕЦЕПТУР
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРОМЫВКУ ВЕРТИКАЛЬНОЙ
НЕФТЯНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2700 М
НА АГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**DEVELOPMENT OF EFFECTIVE FORMULATIONS
OF DRILLING FLUIDS FOR WASHING OF VERTICAL
OIL PRODUCTION WELL WITH DEPTH OF 2700 M
ON THE AGANSKOYE FIELD**

Мостовой Владислав Алексеевич

оператор по добыче нефти и газа 5 разряда,
цех добычи нефти и газа № 3,
ООО «РН-Северная нефть»
ПАО НК «Роснефть»
vlad11pk@gmail.com

Mostovoy Vladislav Alekseyevich

oil and gas production operator
of the 5th category,
oil and gas production shop № 3,
LLC «RN-North Oil» Public Joint Stock
Company Oil Company «Rosneft»
vlad11pk@gmail.com

Аннотация. Успешная безаварийная проводка скважин определяется, прежде всего, степенью совершенства процесса промывки и оборудования для его осуществления. Процесс промывки скважин определяет режим разрушения породы, очистки забоя от обломков породы, охлаждения и смазки бурильного инструмента, транспортирования шлама на дневную поверхность и т.д. Качественный подбор рецептуры бурового раствора может заметно сократить сроки строительства скважины, так как от качества бурового раствора зависят скорость бурения, предотвращение аварий и осложнений, связанных с прихватами и устойчивостью ствола скважин, износостойкостью бурового оборудования и инструмента, успешное цементирование, стоимость строительства скважин, а также их долговечность. В статье рассмотрен регламент на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении.

Annotation. Successful trouble-free drilling of wells is determined, first of all, by the degree of perfection of the flushing process and equipment for its implementation. The process of washing the wells determines the mode of rock destruction, cleaning the bottom of the rock fragments, cooling and lubricating the drilling tool, transporting sludge to the surface, etc. A high-quality selection of the drilling fluid formulation can significantly reduce the construction time of the well, since the drilling speed depends on the quality of the drilling fluid, preventing accidents and complications associated with sticking and wellbore stability, wear resistance of drilling equipment and tools, successful cementing, well construction costs, and their longevity. The article discusses the rules for flushing a vertical oil production well with a depth of 2700 m on the Aganskoye field.

Ключевые слова: выбор типа промывочной жидкости по интервалам бурения; анализ используемых буровых растворов; требования к буровым растворам; обоснование выбора типа буровых растворов; обоснование параметров бурового раствора; обоснование рецептур бурового раствора; определение потребности в химических реагентах.

Keywords: selection of flushing fluid type at drilling intervals; analysis of used drilling fluids; drilling fluid requirements; rationale for the selection of the type of drilling fluids; substantiation of drilling fluid parameters; rationale for drilling fluid formulations; determination of the need for chemicals.

Выбор типа промывочной жидкости по интервалам бурения

Анализ используемых на данном месторождении буровых растворов

На данном месторождении на всех интервалах бурения по типовому проекту использовались полимерглинистые растворы с добавкой КМЦ для снижения водоотдачи и смазывающих добавок РЖК для предотвращения прихвата бурильного инструмента.

Требования к буровым растворам

Основное требование к буровым промывочным жидкостям обозначено «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03): «Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов».

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических требований и ограничений:

- облегчать разрушение породы долотом или, по крайней мере, не затруднять процесс разрушения и удаления обломков с поверхности забоя;
- не ухудшать естественные коллекторские свойства продуктивных пластов;
- не вызывать коррозию и износ бурильного инструмента и бурового оборудования;
- обеспечивать получение достоверной геолого-геофизической информации при бурении скважины;
- не растворять и не разупрочнять породы в стенках скважины, сохраняя её номинальный диаметр;
- обладать устойчивостью к действию электролитов, температуры и давления;
- обладать низкими пожаровзрывоопасностью и токсичностью, высокими гигиеническими свойствами;
- быть экономичной, обеспечивая низкую стоимость метра проходки.

Разделение геологического разреза на технологические интервалы по устойчивости горных пород и осложнённости разреза

Разделение геологического разреза начинается с анализа состава пород, слагающих разрез. При этом критериями выделения пород в единый технологический интервал является однородность минералогического состава горной породы, содержание в ней близкой по составу и степени минерализации пластовых флюидов, температура пластов, их проницаемость и пористость, величины пластовых давлений и давлений гидроразрыва пород, наличие зон возможных осложнений. Нужно уделять особое внимание на достигнутый уровень технологии бурения. При выделении в разрезе технологического интервала должны учитываться возможности самопроизвольного искривления скважин или решение специальных задач при наклонно-направленном бурении.

Выделяем следующие интервалы, исходя из данных условий:

1. Интервал 0–50 м. Супеси, пески, суглинки. Возможны поглощения бурового раствора, интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Бурение под направление.
2. Интервал 50–675 м. Глины, опоки, пески. Возможны поглощения бурового раствора, интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Интервал обсаживается кондуктором.
3. Интервал 675–950 м. Глины, опоки. Возможны слабые осыпи и обвалы стенок скважины, разжижение бурового раствора.
4. Интервал 950–1700 м. Глины, песчаники, алевролиты. Возможны слабые осыпи и обвалы стенок скважины, разжижение бурового раствора. В интервале содержатся воды ГКН-ХК.
5. Интервал 1700–2700 м. Аргиллиты, песчаники, алевролиты. Возможны нефтеводопроявления, сужения ствола скважины. Содержатся воды ГКН-ХК.

При разделении геологического разреза на технологические интервалы основными ориентирами является ГТН.

Обоснование выбора типа буровых растворов по интервалам бурения

Первый вариант буровых растворов выбирается в соответствии с опытом бурения на данном месторождении.

Второй вариант выбирается на основании литературного обзора.

Основным критерием при выборе типа бурового раствора для конкретных геологических условий является соответствие составов буровых растворов разбуриваемых пород на всём интервале бурения до спуска обсадной колонны.

Встречающиеся при бурении скважин горные породы, в зависимости от литологического строения и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами, разделяют на восемь групп с учётом пределов минерализации температуры на забое.

Первая группа – песчаники, доломиты, известняки. Эти породы характеризуются устойчивостью при разбурировании, так как не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов.

Вторая группа – песчаники, известняки, доломиты с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Эти породы неустойчивы вследствие набухания глин и осыпей аргиллитов и алевролитов, в связи, с чем их разбурирование сопровождается осыпями, обвалами, поглощениями буровых растворов и прихватами бурильного инструмента.

Третья группа – глины. Разбурирование глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твёрдой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурируемых глин.

Четвёртая группа – аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки. Эти породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам.

Пятая группа – каменная соль. Её растворение обуславливает образование каверн, что может, в свою очередь, привести к осыпям, обвалам вышележащих терригенных пород.

Шестая группа – каменная соль с пропластками других солей, обладающих различной растворимостью.

Седьмая группа – каменная соль с пропластками терригенных пород.

Восьмая группа – каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород.

Внутри каждой группы существует своя классификация пород, составляющих данную группу.

Систематизация данных об используемых при бурении скважин буровых растворах (в зависимости от типа горных пород, допустимой минерализации водной фазы, температуры на забое, ингибирующей способности, растворимости горных пород в воде) позволила разделить их на пять основных типов, которые подразделяются на виды, а виды – на рецептуры.

Результаты выбора бурового раствора показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Типы буровых растворов

Интервал, м		Краткое описание горных пород	Типы бурового раствора
от	до		
0	50	Супеси, пески, суглинки	1. Полимерглинистый 2. Известковый
50	675	Глины, опоки, пески	1. Полимерглинистый 2. Гипсо-известковистый
675	950	Глины, опоки	1. Естественно наработанный полимерглинистый 2. Хлоркальциевый
950	1700	Глины, песчаники, алевролиты	1. Естественно наработанный полимерглинистый 2. Хлоркалиевый
1700	2700	Нефтенасыщенные песчаники, алевролиты, аргиллиты	1. Естественно наработанный полимерглинистый 2. Полимер-недиспергирующий

Обоснование параметров буровых растворов

Свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями при условии качественного вскрытия продуктивных горизонтов.

Параметры промывочной жидкости в первую очередь определяются необходимостью создания гидростатического давления в скважине, препятствующего проявлению пластового и порового давления геологических формаций. Кроме того, состав и свойства промывочной жидкости должны способствовать предупреждению обвалов и осыпей стенок скважины, обеспечивать создание малой зоны проникновения фильтрата в продуктивный пласт и своими реологическими свойствами способствовать максимальной реализации технических характеристик ЗД и наземного оборудования, качественной промывки скважины и выносу шлама.

Плотность бурового раствора

Допустимый диапазон изменения планируемой плотности бурового раствора из условия недопущения гидроразрыва пласта и проникновение пластовых флюидов в скважину.

$$\frac{P_{пл}}{g \cdot L_k} < \rho < \frac{P_e}{g \cdot L_k}; \quad (1)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с² ($g = 9,81$ м/с²); L_k – текущая глубина скважины, м; $P_{пл}$ – пластовое (поровое) давление на глубине L_k , кг/м²; P_e – горное (геостатическое) давление на глубине L_k , кг/м².

$$\rho = \frac{K_3 \cdot P_{пл}}{g \cdot L_k}, \quad (2)$$

где K_3 – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым:

$K_3 = 1,10$ – $1,15$ при L_k до 1200 м;

$K_3 = 1,05$ – $1,10$ при L_k до 2500 м;

$K_3 = 1,04$ – $1,07$ при L_k больше 2500 м.

Плотность бурового раствора при вскрытии газоводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчёта создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

- 10–15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа);

- 5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 25 кгс/см² (2,5 МПа);

- 4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 35 кгс/см² (3,5 МПа).

Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях равно гидростатическому давлению столба воды плотностью 1 г/см³ (1000 кг/м³) от кровли пласта до поверхности. Аномальное пластовое давление характеризуется любым отклонением от нормального.

Максимально допустимая репрессия (с учётом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химический состав бурового раствора устанавливается исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10–15 % эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород), если это не вызывает угрозу течения, осыпей, обвалов и не приводит к газонефтеводопроявлениям.

Таким образом, в случае репрессии на пласт при вскрытии нефтеводонасыщенных, газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин, необходимую плотность бурового раствора $\rho_{бр}$ (кг/м³) определяют по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{P_{пл} + \Delta P^p}{g \cdot L_k}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; ΔP^p – допустимая репрессия на пласт, Па; g – ускорение свободного падения ($g = 9,81$ м/с²); L_k – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м.

В случае бурения скважин в интервалах залегания непроницаемых горных пород с депрессией на стенки скважины необходимую плотность бурового раствора $\rho_{бр}$ определяют по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{P_{пор} - \Delta P^{\delta}}{g \cdot L_k}, (4)$$

где ΔP^{δ} – допустимая депрессия на стенки скважины, Па.

$$\Delta P^{\delta} = \frac{D \cdot P_{ск}}{100}, (5)$$

где D – заданное значение депрессии в процентах от скелетного напряжения $P_{ск}$, %.

Скелетное напряжение горных пород определяется разницей горного $P_{гор}$ и порового $P_{пор}$ давления по формуле:

$$P_{ск} = P_{гор} - P_{пор} = \rho_{эл} \cdot g \cdot L_k - K_a \cdot \rho_v \cdot g \cdot L_k, (6)$$

где $\rho_{эл}$ – средняя плотность горных пород, слагающих вскрываемый пласт, кг/м³; K_a – коэффициент аномальности порового давления; ρ_v – плотность пресной воды ($\rho_v = 1000$ кг/м³).

Если при рассчитанных значениях плотности бурового раствора наблюдается посадки или затяжки инструмента, оптимальное значение подбирают путём её ступенчатого повышения.

Реологические параметры бурового раствора

Течение буровых растворов чаще всего удовлетворяет реологической модели Шведова-Бингама для вязкопластичной жидкости. Поэтому реологические свойства буровых растворов принято оценивать по величинам пластической (структурной) вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_0 .

Динамическое напряжение сдвига

Усреднённое значение динамического напряжения сдвига глинистого раствора можно оценить по формуле:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot \rho_{бр} - 7. (7)$$

Пластическую вязкость раствора рекомендуется поддерживать минимально возможной. При использовании трёхступенчатой системы очистки бурового раствора её в первом приближении оценивают по формуле:

$$\eta = (0,004 \div 0,005) \cdot \tau_0, (8)$$

Для качественного первичного вскрытия продуктивного пласта реологические параметры бурового раствора должны выдерживаться в пределах: $\eta = 0,004$ – $0,010$ Па·с, $\tau_0 = 1$ – 2 Па.

Условная вязкость

Вязкость качественно определяют величину гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе скважины, а также проникновение промывочной жидкости в поры и трещины горных пород. Оценочно определяется по формуле:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{бр}, \text{ с.} (9)$$

Структурно-механические свойства промывочной жидкости

Структурно-механические свойства бурового раствора характеризуют состояние коагуляционного структурообразования в дисперсных системах. Эти свойства оценивают параметрами статического напряжения сдвига через 1 и 10 минут и их отношением. Выбор этих параметров должен проектироваться с учётом бурения в данном районе.

Выбор необходимых значений показателя фильтрации и толщина образующейся при фильтрации корки на стенках скважины производится с учётом скважинных условий с целью предупреждения возможных осложнений при бурении и заканчивании скважин, сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Водоотдачу в первом приближении можно определить по формуле:

$$B = \left(\frac{6 \cdot 10^3}{\rho_{бр}} \right) + 3, \text{ см}^3/30 \text{ мин.} (10)$$

Рассчитаем параметры бурового раствора для каждого интервала.

I. Интервал 0–50 м:

$$P_{пл} = 0,490 \text{ МПа}; K_3 = 1,1; \Delta P^P = 0,15 \text{ МПа}; L_K = 50 \text{ м};$$

$$\rho_1 = \frac{1,1 \cdot 0,490 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 50} = 1100 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(0,490 + 0,15) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 50} = 1305,8 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для данного интервала $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1100 - 7 = 2,35 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 2,35 = 0,01 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 = 23,1 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left(\frac{6 \cdot 10^3}{1100} \right) + 3 = 8,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

II. Интервал 50–650 м:

$$P_{пл} = 6,48 \text{ МПа}; K_3 = 1,1; \Delta P^P = 0,15 \text{ МПа}; L_K = 650 \text{ м};$$

$$\rho_1 = \frac{1,1 \cdot 6,48 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 650} = 1117 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(6,48 + 0,15) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 650} = 1039 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для данного интервала $\rho = 1039 \text{ кг/м}^3$.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1039 - 7 = 1,84 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 1,84 = 0,0091 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1039 = 22 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left(\frac{6 \cdot 10^3}{1039} \right) + 3 = 8,7 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

III. Интервал 650–950 м:

$$P_{пл} = 9,32 \text{ МПа}; K_3 = 1,1; \rho_{эл} = 1700 \text{ кг/м}^3; L_K = 950 \text{ м};$$

$$\rho_1 = \frac{1,1 \cdot 9,32 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 950} = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Скелетное напряжение горных пород:

$$P_{ск} = 1700 \cdot 9,81 \cdot 950 - 1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 950 = 6,52 \text{ МПа.}$$

$$\Delta P^P = 0,6524 \text{ МПа.}$$

$$\rho_2 = \frac{(6,62 - 0,6524) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 950} = 930 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для интервалов 300–675 и 675–950 $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1100 - 7 = 2,4 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 2,4 = 0,009 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 = 23,1 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left(\frac{6 \cdot 10^3}{1100} \right) + 3 = 8,45 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

IV. Интервал 950–1700 м:

$P_{пл} = 16,677$ МПа; $K_3 = 1,07$; $\Delta P^p = 0,25$ МПа; $L_k = 1700$ м;

$$\rho_1 = \frac{1,07 \cdot 16,677 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1700} = 1070 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(16,677 + 0,25) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1700} = 1015 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для данного интервала $\rho = 1070$ кг/м³.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1070 - 7 = 2,1 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 2,1 = 0,009 \text{ Па}\cdot\text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1070 = 22,4 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left(\frac{6 \cdot 10^3}{1070} \right) + 3 = 8,6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

V. Интервал 1700–2700 м:

$P_{пл} = 20,14$ МПа; $K_3 = 1,04$; $\Delta P^p = 0,35$ МПа; $L_k = 2700$ м;

$$\rho_1 = \frac{1,04 \cdot 20,14 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2700} = 798 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(20,14 + 0,35) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2700} = 773,2 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем для данного интервала буровой раствор с наиболее подходящей плотностью $\rho = 1040$ кг/м³.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1040 - 7 = 1,76 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 1,76 = 0,008 \text{ Па}\cdot\text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1040 = 21,6 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left(\frac{6 \cdot 10^3}{1040} \right) + 3 = 8,83 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

В таблице 2 приведены планируемые значения технологических параметров буровых растворов.

Вариант № 1

Для бурения под направление и кондуктор используется готовый глинистый раствор, оставшийся после бурения предыдущей скважины куста на основе КМЦ, НТФ и смазочной добавки ФК-2000 Плюс. Он обладает хорошими противоприхватными свойствами, так как содержит достаточное количество смазочной добавки. При необходимости буровой раствор при бурении под кондуктор может быть дообработан экологически малоопасной смазочной добавкой.

При бурении под эксплуатационную колонну принята рецептура на основе КМЦ, НТФ и смазочной добавки ФК-2000 Плюс.

Буровой раствор, обработанный КМЦ и НТФ, достаточно эффективен с точки зрения вскрытия продуктивного пласта. Использование в составе раствора смазки ФК-2000 Плюс, которая содержит ПАВ, также способствует снижению отрицательного воздействия раствора на продуктивный пласт (по данным разработчика смазки ФК-2000 Плюс).

Вариант № 2

В таблице 3 показан результат выбора типов буровых растворов.

Обоснование рецептур бурового раствора

После выбора типов буровых растворов устанавливают их рецептуры с целью обеспечения требуемых технологических свойств бурового раствора. Для обеспечения необходимых свойств буровые растворы обрабатывают химическими реагентами.

Различают первоначальную обработку бурового раствора, когда его готовят к началу бурения, и дополнительную обработку для поддержания или изменения свойств раствора в процессе бурения скважины.

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное её назначение стабилизация бурового раствора как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы. Эти две задачи взаимосвязаны.

Результаты выбора материалов и реагентов сводятся в таблицы 4 и 5.

Определение потребности в материалах и химических реагентах для приготовления и обработки жидкости по интервалам бурения и в целом по скважине

Для забуривания скважины следует использовать качественный глинистый раствор из бентонитового глинопорошка с добавками химических реагентов.

Объём бурового раствора для бурения интервала под кондуктор:

$$V_{бр} = V_{пр} + V_{бур}, \quad (11)$$

где $V_{пр}$ – объём раствора, необходимый для заполнения приёмных ёмкостей, м³; $V_{бур}$ – объём бурового раствора, затрачиваемый непосредственно на углубление скважины, м³:

$$V_{бур} = n \cdot L, \quad (12)$$

где n – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м³/м; L – длина интервала, м.

Объём бурового раствора, подлежащий химической обработке при бурении интервала ниже кондуктора, в случае смены типа раствора определяется по формуле:

$$V_{бр} = V_{бур} + V_{пр} + V_{к}, \quad (13)$$

где $V_{к}$ – объём бурового раствора, необходимый для заполнения обсадной колонны (кондуктора), м³:

$$V_{к} = 0,785 \cdot d_{вн.к}^2 \cdot L_{к}, \quad (14)$$

где $d_{вн.к}$ – внутренний диаметр обсадной колонны (кондуктора), м; $L_{к}$ – глубина спуска колонны (кондуктора), м.

Норма расхода бурового раствора на метр проходки в зависимости от диаметра долота:

$$D_{д} = 0,3937 \text{ м} \quad n = 0,47 \text{ м}^3/\text{м};$$

$$D_{д} = 0,2953 \text{ м} \quad n = 0,25 \text{ м}^3/\text{м};$$

$$D_{д} = 0,2159 \text{ м} \quad n = 0,15 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Объём необходимый для заполнения скважины:

$$V_{скв} = V_{к} + V_{с}, \quad (15)$$

где $V_{с}$ – объём бурового раствора для заполнения открытого ствола скважины, м³:

$$V_{с} = 0,785 \cdot d_{откр.ств}^2 \cdot L_{откр.ств}, \quad (16)$$

где $d_{откр.ств}$ – диаметр открытого ствола скважины (с учётом коэффициента каверности), м; $L_{откр.ств}$ – длина открытого ствола скважины, м.

Также в открытом стволе $V_{с}$ умножают на коэффициент запаса: $a = 1,5$ при нормальных условиях, $a = 2$ осложнённые условия и продуктивный пласт.

Потребность глинопорошка для бурения данного интервала:

$$Q_{пр} = n_{эл} \cdot V_{бр}, \quad (17)$$

где $n_{эл}$ – норма расхода глинопорошка, кг/м³.

Таблица 2 – Планируемые значения технологических параметров буровых растворов

Интервал бурения по вертикали, м	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, мПа · с	Динамическое напряжение сдвига, Па	СНС, Па через мин.		Водоотдача, см ³ /30 мин.	Толщина корки, мм	Содержание песка, %	pH	Минерализация, г/л
					1	10					
0-50	1100	23,1	10	2,35	13	30	8,5	1-1,5	1,5	8	0,2
50-675	1100	23,1	9	2,4	14	30	8,45	1-1,5	1,5	8	0,2
675-950	1100	23,1	9	2,4	5	10	8,45	0,5-1	1	8	0,2
950-1700	1070	22,4	9	2,1	9	14	8,6	0,5	1	8,5-9	1-3
1700-2700	1040	22	8,3	1,84	11	15	8,8	0,5	1	8,5-9	0,5-1

Таблица 3 – Результат выбора типов буровых растворов

№	Интервал	Группа горных пород	Название раствора	Назначение
1	0-50	третья	Известковый	<ul style="list-style-type: none"> • для бурения глинистых отложений; • для снижения пептизации выбуренной глины, набухания и вспучивания сланцев; • ингибирующий раствор
2	50-675	четвёртая	Гипсо-известковый	<ul style="list-style-type: none"> • для разбухания высококоллоидных глинистых отложений; • для снижения гидратации и набухания глин; • ингибирующий раствор
3	675-950	четвёртая	Хлор-кальциевый	<ul style="list-style-type: none"> • для снижения гидратации и набухания глин при разбухании глинистых отложений; • ингибирующий раствор
4	950-1700	вторая	Хлор-калиевый	<ul style="list-style-type: none"> • для повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах; • ингибирующий раствор
5	1700-2700	вторая	Полимер-недиспергирующий, малосипкатный	<ul style="list-style-type: none"> • в данном случае для повышения качества вскрытия продуктивного пласта; • для повышения устойчивости ствола скважины при разбухании осыпающихся пород; • ингибирующий раствор

Таблица 4 – Результаты выбора материалов и химических реагентов для бурового раствора (вариант 1)

Интервал бурения		Название раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Смена раствора в интервале	Название компонента	Содержание компонента в растворе, кг/м ³
от	до					
0	50	полимерглинистый	1100	да	г/л ПБМА КМЦ-600 Na ₂ CO ₃ ФК-2000 НТФ	60,9 0,8 0,35 0,64 0,18
50	675	полимерглинистый	1100	да	г/л ПБМА КМЦ-600 Na ₂ CO ₃ ФК-2000+ НТФ	114,4 1,5 0,7 1,2 0,18
675	950	естественный полимерглинистый	1100	нет	КМЦ-600 Na ₂ CO ₃ ФК-2000+ НТФ NaHCO ₃ Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47
950	1200	естественный полимерглинистый	1100	нет	КМЦ-600 Na ₂ CO ₃ ФК-2000+ НТФ NaHCO ₃ Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47
950	1700	естественный полимерглинистый	1070	нет	КМЦ-600 Na ₂ CO ₃ ФК-2000+ НТФ NaHCO ₃ Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47
1700	2700	естественный полимерглинистый	1040	нет	КМЦ-600 Na ₂ CO ₃ ФК-2000+ НТФ NaHCO ₃ Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47

Таблица 5 – Результаты выбора материалов и химических реагентов для бурового раствора (вариант 2)

Интервал бурения		Название раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Смена раствора в интервале	Название компонента	Содержание компонента в растворе, кг/м ³
от	до					
0	50	известковый	1100	да	бентонит КССБ NaOH Ca(OH) ₂ вода	85 40 3 4 920
50	675	гипсоизвестковый	1100	да	бентонит CaSO ₄ · 2H ₂ O КМЦ-600 NaOH Ca(OH) ₂ вода	90 25 18 4 4 957
675	950	хлоркальциевый	1100	да	бентонит КССБ КМЦ-600 Ca(OH) ₂ CaCl ₂ вода	120 30 20 5 6 919
950	1700	хлоркальциевый	1070	да	бентонит крахмальный реагент (МК, ЭКР) KOH KCl вода	70 12 3 40 935
1700	2700	полимер-недиспергирующий	1040	да	бентонит КМЦ-600 ПАА нефть вода	45 5 50 80 850

Расход химического реагента:

$$Q_{xp} = n_{xp} \cdot V_{бр}, \quad (18)$$

где n_{xp} – норма химического реагента, кг/м³.

Объём глинистого раствора полученного самозамесом:

$$V_{зр} = \frac{M_{гг} \cdot (\rho_{гг} - \rho_{в})}{\rho_{гг} \cdot (\rho_{бр} - \rho_{в})}, \quad (19)$$

где $\rho_{гг}$ – плотность глины, кг/м³; $\rho_{в}$ – плотность воды, кг/м³; $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³; $M_{гг}$ – масса чистой глины, кг:

$$M_{гг} = \left(1 - \frac{\Pi}{100}\right) \cdot \rho_{гг} \cdot V_{зр}, \quad (20)$$

где Π – содержание песка, %; $V_{зр}$ – объём глины переходящей в буровой раствор, м³:

$$V_{зр} = 0,785 \cdot d_{скв}^2 \cdot L_{гг}, \quad (21)$$

где $L_{гг}$ – мощность глинистой пачки, м.

Количество глины для 1 м³ бурового раствора:

$$q_{гг} = \frac{\rho_{гг} \cdot (\rho_{бр} - \rho_{в})}{\rho_{гг} - \rho_{в} \cdot \left(1 - \frac{m_{гг}}{100} + \frac{m_{гг} \cdot \rho_{гг}}{100 \cdot \rho_{в}}\right)}, \quad (22)$$

где $m_{гг}$ – влажность глины 2–5 %.

Количество утяжелителя:

$$Q_{ym} = q_{ym} \cdot V_{бр}, \quad (23)$$

где q_{ym} – количество утяжелителя для 1 м³ бурового раствора, кг/м³:

$$q_{ym} = \frac{\rho_{ym} \cdot (\rho_{убр} - \rho_{в})}{\rho_{ym} - \rho_{убр} \cdot \left(1 - \frac{m_{ym}}{100} + \frac{m_{ym} \cdot \rho_{ym}}{100 \cdot \rho_{в}}\right)}, \quad (24)$$

где ρ_{ym} – плотность утяжелителя, кг/м³; $\rho_{убр}$ – плотность утяжелённого бурового раствора, кг/м³; m_{ym} – влажность утяжелителя (0,02–0,05).

Рассчитаем объём бурового раствора:

Вариант № 1

I. Интервал 0–50 м $D_{\delta} = 393,7$ мм:

$$V_{бр} = 0,47 \cdot (50 - 0) + 50 = 73,5 \text{ м}^3.$$

II. Интервал 50–675 м $D_{\delta} = 295,3$ мм:

$$V_{бр} = 0,25 \cdot (675 - 50) + 50 + 0,785 \cdot (0,3069)^2 \cdot 50 + 0,785 \cdot (0,2953 \cdot 1,3)^2 \cdot (50 - 0) \cdot 2 = 215,7 \text{ м}^3.$$

III. Интервал 675–950 м $D_{\delta} = 215,9$ мм:

$$V_{к} = 0,785 \cdot 0,2267^2 \cdot 675 = 27,2 \text{ м}^3;$$

$$V_{бр} = 0,15 \cdot (950 - 675) + 50 + 27,2 = 118,5 \text{ м}^3.$$

IV. Интервал 950–1700 м $D_{\delta} = 215,9$ мм:

$$V_{бр} = 0,15 \cdot (1700 - 950) + 50 + 27,2 + 0,785 \cdot (0,2159 \cdot 1,1)^2 \cdot (950 - 675)^2 = 214,13 \text{ м}^3.$$

V. Интервал 1700–2700 м $D_{\delta} = 215,9$ мм:

$$V_{бр} = 0,15 \cdot (2700 - 1700) + 50 + 27,2 + 0,785 \cdot (0,2159 \cdot 1,1)^2 \cdot (1700 - 675)^2 = 318 \text{ м}^3.$$

Потребность бурового раствора приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Потребность бурового раствора

Интервал	Объем приёмных ёмкостей $V_{пр}$, м ³	Объем раствора, затрачиваемый на данный интервал $V_{бур}$, м ³	Объем раствора с учётом пробуренного интервала $V_{бр}$, м ³
0–50	50	23,5	73,5
50–675	50	93,75	215,7
675–950	50	41,25	118,5
950–1700	50	75	214,1
1700–2700	50	15	318

Определим необходимое количество материалов и химических реагентов бурового раствора для каждого интервала для двух вариантов:

Вариант № 1

<p>I. Интервал 0–50 м:</p> <p>$V_{бур} = 23,5 \text{ м}^3$ $Q_{эл} = 23,5 \cdot 60,9 = 1431,15 \text{ кг}$ $Q_{КМЦ} = 23,5 \cdot 0,8 = 18,8 \text{ кг}$ $Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 23,5 \cdot 0,35 = 8,2 \text{ кг}$ $Q_{ФК} = 23,5 \cdot 0,64 = 15 \text{ кг}$ $Q_{\text{НТФ}} = 23,5 \cdot 0,18 = 4,2 \text{ кг}$</p>	<p>II. Интервал 50–675 м:</p> <p>$V_{бур} = 93,75 \text{ м}^3$ $Q_{эл} = 93,75 \cdot 114,4 = 10725 \text{ кг}$ $Q_{КМЦ} = 93,75 \cdot 1,5 = 140,6 \text{ кг}$ $Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 93,75 \cdot 0,7 = 65,6 \text{ кг}$ $Q_{ФК} = 93,75 \cdot 1,2 = 112,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{НТФ}} = 0,18 \cdot 93,75 = 16,9 \text{ кг}$</p>	<p>III. Интервал 675–950 м:</p> <p>$V_{бур} = 41,25 \text{ м}^3$ $Q_{КМЦ} = 41,25 \cdot 6 = 247,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 41,25 \cdot 1,27 = 52,4 \text{ кг}$ $Q_{\text{NaHCO}_3} = 41,25 \cdot 1,2 = 49,5 \text{ кг}$ $Q_{ФК} = 41,25 \cdot 3,3 = 136 \text{ кг}$ $Q_{\text{НТФ}} = 41,25 \cdot 0,2 = 8,25 \text{ кг}$ $Q_{\text{ст.Ал}} = 41,25 \cdot 0,47 = 19,4 \text{ кг}$ $V_{эл} = 0,785 (0,2159 \cdot 1,1)2 \cdot 175 = 7,7 \text{ м}^3$ $M_{эл} = (1-10/100) \cdot 1900 \cdot 7,7 = 13167 \text{ кг}$</p>
<p>IV. Интервал 950–1700 м:</p> <p>$V_{бур} = 75 \text{ м}^3$ $Q_{КМЦ} = 75 \cdot 6 = 450 \text{ кг}$ $Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 75 \cdot 1,27 = 95,3 \text{ кг}$ $Q_{\text{NaHCO}_3} = 75 \cdot 1,2 = 90 \text{ кг}$ $Q_{ФК} = 75 \cdot 3,3 = 247,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{НТФ}} = 75 \cdot 0,2 = 15 \text{ кг}$ $Q_{\text{ст.Ал}} = 75 \cdot 0,47 = 32 \text{ кг}$ $V_{эл} = 0,785 (0,2159 \cdot 1,1)2 \cdot 225 = 10 \text{ м}^3$ $M_{эл} = (1-10/100) \cdot 1900 \cdot 10 = 17100 \text{ кг}$</p>	<p>V. Интервал 1700–2700 м:</p> <p>$V_{бур} = 15 \text{ м}^3$ $Q_{КМЦ} = 15 \cdot 6 = 90 \text{ кг}$ $Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 15 \cdot 1,27 = 19,1 \text{ кг}$ $Q_{\text{NaHCO}_3} = 15 \cdot 1,2 = 18 \text{ кг}$ $Q_{ФК} = 15 \cdot 3,3 = 40,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{НТФ}} = 15 \cdot 0,2 = 3 \text{ кг}$ $Q_{\text{ст.Ал}} = 15 \cdot 0,47 = 7,1 \text{ кг}$</p>	

Глинистые пачки в интервале отсутствуют.

Вариант № 2

<p>I. Интервал 0–50 м:</p> <p>$V_{бр} = 73,5 \text{ м}^3$ $Q_{эл} = 73,5 \cdot 85 = 6247,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{КССБ}} = 73,5 \cdot 40 = 2940 \text{ кг}$ $Q_{\text{Ca(OH)}_2} = 73,5 \cdot 4 = 294 \text{ кг}$ $Q_{\text{NaOH}} = 73,5 \cdot 3 = 220,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{вода}} = 920 \cdot 73,5 = 67620 \text{ л}$</p>	<p>II. Интервал 50–675 м:</p> <p>$V_{бр} = 221,1 \text{ м}^3$ $Q_{эл} = 221,1 \cdot 90 = 19899 \text{ кг}$ $Q_{\text{окзшл}} = 221,1 \cdot 25 = 5527,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{NaOH}} = 221,1 \cdot 4 = 884,4 \text{ кг}$ $Q_{КМЦ} = 221,1 \cdot 4 = 884,4 \text{ кг}$ $Q_{\text{Ca(OH)}_2} = 221,1 \cdot 2 = 442,2 \text{ кг}$ $Q_{\text{CaSO}_4(2\text{H}_2\text{O})} = 221,1 \cdot 18 = 3979,8 \text{ кг}$ $Q_{\text{вода}} = 221,1 \cdot 957 = 211592,7 \text{ л}$</p>	<p>III. Интервал 675–950 м:</p> <p>$V_{бр} = 118,5 \text{ м}^3$ $Q_{эл} = 118,5 \cdot 120 = 14220 \text{ кг}$ $Q_{\text{КССБ}} = 118,5 \cdot 30 = 3555 \text{ кг}$ $Q_{КМЦ} = 118,5 \cdot 20 = 2370 \text{ кг}$ $Q_{\text{Ca(OH)}_2} = 118,5 \cdot 5 = 592,5 \text{ кг}$ $Q_{\text{CaCl}_2} = 118,5 \cdot 6 = 711 \text{ кг}$ $Q_{\text{вода}} = 118,5 \cdot 919 = 108901,5 \text{ л}$</p>
<p>IV. Интервал 950–1700 м:</p> <p>$V_{бр} = 198,7 \text{ м}$ $Q_{эл} = 198,7 \cdot 70 = 13909 \text{ кг}$ $Q_{МК} = 198,7 \cdot 12 = 2384,4 \text{ кг}$ $Q_{\text{КОН}} = 198,7 \cdot 3 = 596,1 \text{ кг}$ $Q_{\text{КСл}} = 198,7 \cdot 40 = 7948 \text{ кг}$ $Q_{\text{вода}} = 198,7 \cdot 935 = 185784,5 \text{ л}$</p>	<p>V. Интервал 1700–2700 м:</p> <p>$V_{бур} = 262 \text{ м}^3$ $Q_{эл} = 262 \cdot 45 = 11790 \text{ кг}$ $Q_{КМЦ-600} = 262 \cdot 5 = 1310 \text{ кг}$ $Q_{\text{ПАА}} = 262 \cdot 50 = 13100 \text{ кг}$ $Q_{\text{нефть}} = 262 \cdot 80 = 20960 \text{ кг}$ $Q_{\text{вода}} = 262 \cdot 850 = 222700 \text{ л}$</p>	

Определим количество утяжелителя необходимого для утяжеления бурового раствора. В качестве утяжелителя применяем гематит $\rho_{ym} = 5600 \text{ кг/м}^3$, $m_{ym} = 0,05$.

Интервал 300–675 м:

Количество утяжелителя:

$$q_{ym} = \frac{4600 \cdot (1100 - 1051)}{4600 - 1100 \cdot \left(1 - \frac{0,05}{100} + \frac{0,05 \cdot 4600}{100 \cdot 1000}\right)} = 64,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$Q_{ym} = 64,4 \cdot 221,1 = 14238,8 \text{ кг.}$$

Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления показана в таблице 7, суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину приведена в таблице 8.

Приготовление буровых растворов

Технология приготовления бурового раствора

При проходке интервала под направление и кондуктор разбуриваются неустойчивые глинистые отложения и рыхлые песчаники, поэтому буровой раствор должен обладать высокой выносящей способностью, обеспечивать сохранение устойчивости стенок скважины и обладать хорошей смазочной способностью для предотвращения прихватов бурового инструмента. Для решения этих задач используется буровой раствор с повышенной плотностью и структурно-реологическими характеристиками и невысоким значением показателя фильтрации (8–6 см³ за 30 минут).

Указанные требования к технологическим показателям бурового раствора, при бурении скважин с кустовых площадок обуславливают использование при бурении под направление и кондуктор готового глинистого раствора, оставшегося после окончания бурения предыдущих скважин куста, либо завезенного с соседних буровых (вариант 1). Применение такого раствора целесообразно также с экономической точки зрения. Буровой раствор закачивается в приёмные ёмкости, где перемешивается буровыми насосами. Для достижения требуемых технологических показателей он дополнительно обрабатывается химическими реагентами.

При бурении первой скважины куста (при отсутствии возможности завоза раствора с соседних буровых) раствор готовится из глинопорошка с помощью агрегата ЦА-320М и смесителя СМН-20. Для достижения требуемых параметров раствор обрабатывается химическими реагентами.

Для повышения вязкости и структурных характеристик раствора, снижения показателя фильтрации используются полимерные реагенты акрилового ряда (гипан и др.) или на основе эфиров целлюлозы (КМЦ, КМОЭЦ и др.). Акриловые полимеры несколько превосходят КМЦ по крепящему воздействию на стенки скважины, но с экологической точки зрения предпочтительнее использование КМЦ.

Если используется готовый глинистый раствор, оставшийся после бурения предыдущей скважины куста, то он обладает хорошими противоприхватными свойствами, так как содержит достаточное количество смазочной добавки. При необходимости буровой раствор при бурении под кондуктор может быть дообработан экологически малоопасной смазочной добавкой.

Если раствор готовится из глинопорошка, то обрабатывается смазочной добавкой для обеспечения хорошей смазочной способности.

Ввод водного раствора КМЦ, приготовленного в гидромешалке или дополнительной ёмкости, осуществляется во время циркуляции бурового раствора через приёмную ёмкость буровых насосов в течение двух циклов циркуляции, аналогично вводятся водные растворы щелочных агентов (Na₂CO₃).

Для равномерной обработки раствора смазкой ФК-2000 Плюс она используется в виде 10–20 %-ного водного раствора, который вводится в течение одного цикла циркуляции. При необходимости снижения структурно-реологических характеристик раствора применяется НТФ, водный раствор которой вводится в буровой раствор в течение 2–3 циклов циркуляции.

Буровой раствор, используемый для бурения под эксплуатационную колонну, должен обладать свойствами, позволяющими обеспечить безаварийную проводку скважины, высокие технико-экономические показатели бурения обеспечивать качественное вскрытие продуктивного пласта.

Таблица 7 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м	Коэффициент запаса раствора и его компонентов		Тип бурового раствора и его компонентов	Норма расхода на долото бурового раствора м ³ /1 м проходки и его компонентов, кг/м ³ в интервале		Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг				
	от	до		величина	источник	на запас на поверхность	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0	50	2	Полимерглинистый	0,47	11	50	0	23,5	73,5	
			Бентонит	60,9					1431,15	
			КМЦ-600	0,8					18,8	
			Na ₂ CO ₃	0,35					8,2	
			ФК	0,64					15,0	
			НТФ	0,18					4,23	
			Известковистый	0,47	5	50	0	23,5	73,5	
		2	Бентонит	85					6247,5	
			КССБ	40					2940	
			NaOH	3					220,5	
			Ca(OH) ₂	4					294,0	
			Полимерглинистый	0,47	12	50	0	23,5	73,5	
			Бентонит	8,8					646,8	
			PoliPAC R	1,1					80,52	
			PoliPlus	5,5					402,6	
			Полимерглинистый	0,25	11	50	77,35	93,75	221,1	
			Бентонит	114,4					10725	
50	675	2	КМЦ-600	1,5					140,6	
			Na ₂ CO ₃	0,7					65,6	
			ФК	1,2					112,5	
			НТФ	0,18					16,9	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Гипсоизвестковый	0,25	5	50	77,35	93,75	221,1
			Бентонит	90					19899
			Ожип	25					5527,5
			CaSO ₄ · 2H ₂ O	18					3979,8
50	657	2	КМЦ-600	4					884,4
			NaOH	4					884,4
			Ca(OH) ₂	2					442,2
			Естественнорабочанная глинистая суспензия	0,25	12	50	77,35	93,75	221,1
			Serakoll CE 5158	2,86					726,63
			Естественный полимерглинистый	0,15	11	50	27,3	41,3	118,5
			КМЦ-600	6					247,5
			НТФ	0,2					8,25
			ФК-2000 Плюс	3,3					136,0
			Na ₂ CO ₃	1,27					52,4
			NaHCO ₃	1,2					49,5
			Стеарат алюминия	0,47					19,4
675	950	2	Хлоркальциевый	0,15	5	50	27,3	41,3	118,5
			Бентонит	120					14220,0
			КСББ	50					3555,0
			КМЦ-600	20					2370,0
			Ca(OH) ₂	5					592,5
			CaCl ₂	6					711,0
			Естественнорабочанная глинистая суспензия	0,15	12	50	27,3	41,3	118,5
			BWREO POL SL	4,8					5735,4
			Унифлок	2,4					2867,7

Окончание таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
950	1700	2	Естественный полимерглинистый	0,15	11	50	73,7	75	198,7				
				6					450,0				
				1,27					95,3				
				1,2					90,0				
				3,3					247,3				
				0,2					15,0				
				0,47					35,3				
				0,15	5	50	73,7	75	198,7				
				70					13909				
				12					2384,4				
				3					596,1				
				40					7948				
				0,15	12	50	73,7	75	198,7				
				64,2					12756,54				
				4,3					850,4				
				1700	2700	2	Естественный полимерглинистый	0,15	11	50	197	15	262
								6					90
1,27									19,1				
1,2									18,0				
3,3									40,5				
0,2									3,0				
0,47									7,1				
0,15	5	50	197					15	262,0				
45									11790,0				
5									1310,0				
50									13100,0				
80									20960,0				
0,15	12	50	197					15	262,0				
62,4									16348,8				
15,6									4087,2				
31,2									8174,4				

Таблица 8 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора по вариантам	ГОСТ, ТУ, ОСТ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тонн										Суммарная на скважину	
		для бурения технологического интервала (номер)					номера колонн						
		1	2	3	4	5	1	2	3				
Бентонит	ОСТ 39-202-86	1,4	23,81				1,4	23,8					25,2
КМЦ-600	ТУ 6-55-221-1453-96	0,019	0,233	0,069	0,675	0,9	0,019	0,302	1,575				1,896
ФК-2000 Плюс	ТУ 2458-001-49472578098	0,015	0,187	0,226	0,372	0,723	0,015	0,413	1,095				1,523
НТФ	ТУ 2499-347-05763441-2000	0,004	0,027	0,013	0,023	0,029	0,004	0,040	0,052				0,096
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85Е	0,008	0,109	0,087	0,143	0,189	0,008	0,196	0,332				0,536
NaHCO ₃	ТУ 2156-76Е				0,135	0,224			0,359				0,359
Стеарат Al	Импорт				0,052	0,07			0,122				0,122
Варинт 2													
Бентонит (пальгорскит)	ОСТ 39-202-86	6,2	6,6	14,2	25	95,3	6,2	20,8	120,3				147,3
КССБ	ТУ 39-094-75	2,9	2,67	3,56	6,9	7,8	2,9	6,23	14,7				23,83
NaCl						21,8			21,8				21,8
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,2	1,48			0,83	0,2	1,48	0,83				2,51
CaSO ₄ · 2H ₂ O (гипс)			3,9					3,9					3,9
КМЦ-600	ТУ 6-55-221-1453-96	0,58	2,58	2,3	0,56	8,78	0,58	4,88	9,34				14,46
Ca(OH) ₂	ГОСТ 9179-77	0,29	0,44	0,6			0,29	0,104					1,33
Полиакрилат						27			27				27
Окзил			5,51					5,51					5,51
KOH	ГОСТ 9285-78				1,16				1,16				1,16
KCl	ГОСТ 4568-95				13,4				13,4				13,4
УЦР						7,65			7,65				7,65
Na ₂ SiO ₃						17,4			17,4				17,4
CaCl ₂			0,93	0,71				1,64					1,64
МК					2,4				2,4				2,4
нефть						38,4			38,4				38,4

Одним из основных показателей бурового раствора является плотность, которая выбирается исходя из требований правил безопасности, особенностей геологического строения разреза и опыта бурения скважин в аналогичных условиях.

Выбор рецептур бурового раствора определяется указанными выше требованиями к раствору.

В качестве рецептуры варианта № 1 бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну принята рецептура на основе КМЦ, НТФ и смазочной добавки ФК-2000 Плюс.

Буровой раствор, обработанный КМЦ и НТФ, достаточно эффективен с точки зрения вскрытия продуктивного пласта. Использование в составе раствора смазки ФК-2000 Плюс, которая содержит ПАВ, также способствует снижению отрицательного воздействия раствора на продуктивный пласт (по данным разработчика смазки ФК-2000 Плюс).

КМЦ (со степенью полимеризации 600, 700) эффективно снижает показатель фильтрации, способствует формированию прочной фильтрационной корки и снижению набухания глинистой породы. Небольшие значения показателей вязкости раствора (для снижения потерь давления) обеспечиваются применением эффективного разжижителя НТФ. Применение смазочных добавок на основе растительных жиров придает раствору необходимые смазочные, противоприхватные свойства при сохранении малой экологической опасности.

Реагент НТФ применяются для регулирования структурно-реологических свойств раствора. Щелочные агенты (NaOH , NaHCO_3 , Na_2CO_3) используются для создания pH раствора 8–9 и для удаления ионов кальция и магния из раствора. Большое содержание в растворе щелочных агентов (прежде всего NaOH) может способствовать снижению устойчивости стенок скважины и росту коагуляционных процессов в растворе, поэтому следует внимательно контролировать показатель pH раствора и при необходимости уменьшить или прекратить обработку раствора щелочными агентами.

Водные растворы щелочных агентов (NaOH , Na_2CO_3 , NaHCO_3) вводят в раствор аналогично КМЦ при постоянной циркуляции. NaOH может затворяться в воде в дополнительной ёмкости.

Возможно применение смазки ФК-2000 Плюс совместно с графитом. Так как применение ФК-2000 Плюс может вызывать пенообразование в буровом растворе он дополнительно обрабатывается пеногасителем (стеарат алюминия), который вводится в буровой раствор одновременно со смазочной добавкой.

Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов, показаны в таблице 9.

Оборудование для приготовления бурового раствора

Традиционная схема очистки неутяжелённого бурового раствора (при использовании амбара для сбора отходов бурения) основана на применении отечественного оборудования и включает три ступени очистки – вибросито, пескоотделитель и илоотделитель.

Перечень применяемого оборудования приведён в таблице 10.

Очистка бурового раствора осуществляется по схеме (рис. 1).

Буровой раствор после выхода из скважины 1 по линии R_1 поступает на вибросита 2. Для ВС-1 при бурении интервала под кондуктор рекомендуется устанавливать сетку с размером ячеек 0,9×0,9 мм, в интервале из-под кондуктора до 1700 м – с размером ячеек 0,4×0,4 мм, интервалов ниже 1700 м – 0,4×0,4 мм или 0,25×0,25 мм, что уточняется в процессе эксплуатации вибросита. Очищенный на виброситах раствор попадает в ёмкость 3, откуда насосом 4 по линии R_2 подаётся для очистки на пескоотделитель 5. После очистки на пескоотделителе раствор по линии R_3 попадает в ёмкость 6, из которой раствор насосом 7 по линии R_4 подаётся для очистки на илоотделитель 8, после чего раствор по линии R_5 возвращается в ёмкость 6. Очищенный буровой раствор из ёмкости 6 насосом 9 подаётся в скважину 1 по линии R_6 . Шлам с вибросита, пульпа с песко- и илоотделителя по линиям R_7 – R_{11} поступает в амбар.

Таблица 9 – Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов

№№ п/п	Реагент	Основное назначение	Внешний вид	Вид тары
1	2	3	4	5
1	Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	регулирование pH	белый мелкокристаллический порошок	бумажные многослойные мешки
2	Каустическая сода NaOH	регулирование pH	густая синеватая жидкость	железные барабаны 100–200 кг
3	Силикат натрия Na ₂ SiO ₃	борьба с поглощениями	серая вязкая жидкость	закрытые ёмкости
4	Поваренная соль NaCl	повышение структурно-механических свойств	полупрозрачный порошок	
5	Известь Ca(OH) ₂	реагент-структурообразователь	белый порошок	бумажные многослойные мешки
6	Углекислотный реагент УЦР	снижение водоотдачи, улучшение структурно механических свойств; пептизатор	серый порошок	бумажные мешки
7	Конденсированная сульфит-пиртовая барда КССБ	снижение водоотдачи	порошок или жидкость	
8	Окзил	понижитель вязкости и СНС, понизитель водоотдачи	тёмно-коричневая жидкость или сыпучий порошок зеленовато-коричневого цвета	
9	Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ	понижение водоотдачи, иногда СНС	волокнистое вещество жёлтого цвета	бумажные или полиэтиленовые мешки 10–25 кг
10	Питьевая сода NaHCO ₃	связывает ионы кальция, магния, регулирование pH	порошок белого цвета	многослойные бумажные мешки 50 кг
11	Нитрилтриметилфосфоновая кислота НТФ	регулирование структурных свойств пресных глинистых растворов	порошок белый, бесцветный или зеленоватый	фанерные барабаны с полиэтиленовым мешком
12	Смазывающая добавка ФК 2000 Плюс	уменьшение сил трения между колонной и стенками скважины	жидкость от светло-жёлтого до тёмно-коричневого цвета с запахом растительного масла	металлические бочки 200 л
13	Пеногаситель стеарат алюминия	пеногашение	порошок белого цвета	многослойные бумажные мешки
14	Хлористый калий KCl	источник ионов калия	серовато белый зернистый порошок	полиэтиленовые мешки 50 кг
15	Tulose CHR1M	регулирование фильтрации бурового раствора на водной основе	гранулярный порошок	полиэтиленовые мешки по 25 кг
16	BW LO CELL	понижитель вязкости, водоотдачи для растворов на водной основе	порошок кремового цвета	мешки по 25 кг
17	BW RHEOPAC	загущение и регулирование фильтрации всех водных систем	белый порошок	мешки по 25 кг

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
18	BW RHEOPOL SL	регулирование фильтрации в водных системах с содержанием любой соли	порошок белого цвета без запаха	мешки по 25 кг
19	Poli-rac R	регулятор вязкости и фильтрации пресных и солёных буровых растворов, ингибитор набухания чувствительных к воде глин	белый сыпучий порошок	многослойные мешки по 22,7 кг
20	КЕМ-ПАС	регулирует фильтрацию	светло-желтое вещество	бумажные мешки с внутренней многослойной прокладкой по 25 кг
21	Serakoll CE 5158	защитный коллоид	слабо-желтоватые гранулы	пластмассовые мешки по 20 кг
22	ДК Дрилл А-1	понижение фильтрации, регулирование вязкости, ингибитор спланцев	белые гранулы	4-х слойные крафтмешки с полиэтиленовым вкладышем массой 20 или 20,7 кг
23	Poli Plus	создание вязкости в растворах без твёрдой фазы	мелкодисперсный порошок белого цвета или жидкость	пластиковые баки ёмкостью 18,9 л
24	BW RHEOCAPS	ингибирование выбуренной породы, повышение стабильности обваливающихся спанцев	белые мелкие гранулы	мешки по 25 кг
25	Hostadrill 3118	регулирование фильтрации и реологических свойств буровых растворов на водной основе	бело-жёлтый сыпучий порошок	бумажные мешки с внутренней полиэтиленовой крышкой

Таблица 10 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ и т.п. на изготовление	Кол-во, шт.	Применяется при бурении в интервале (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)
Циркуляционная система	ЦС 3200ЭУК-2М	ТУ 26-02-914-81	1	0	3122
Гидромешалка (или глиномешалка)	ГДМ-1 (МГ 2-4)	ТУ 39-01-398-781 (ТУ 39-01-326-78)	1	0	3122
Сито вибрационное (входит в комплект ЦС)	ВС-1	ТУ 39-01-08-416-782	2	0	3122
Пескоотделитель (входит в комплект ЦС)	ГЦК-360М	ТУ 3661-003-48136594-01	2	0	3122
Илоотделитель (входит в комплект ЦС)	ИГ-45М	ТУ 3661-001-36627-00	1	780	3122

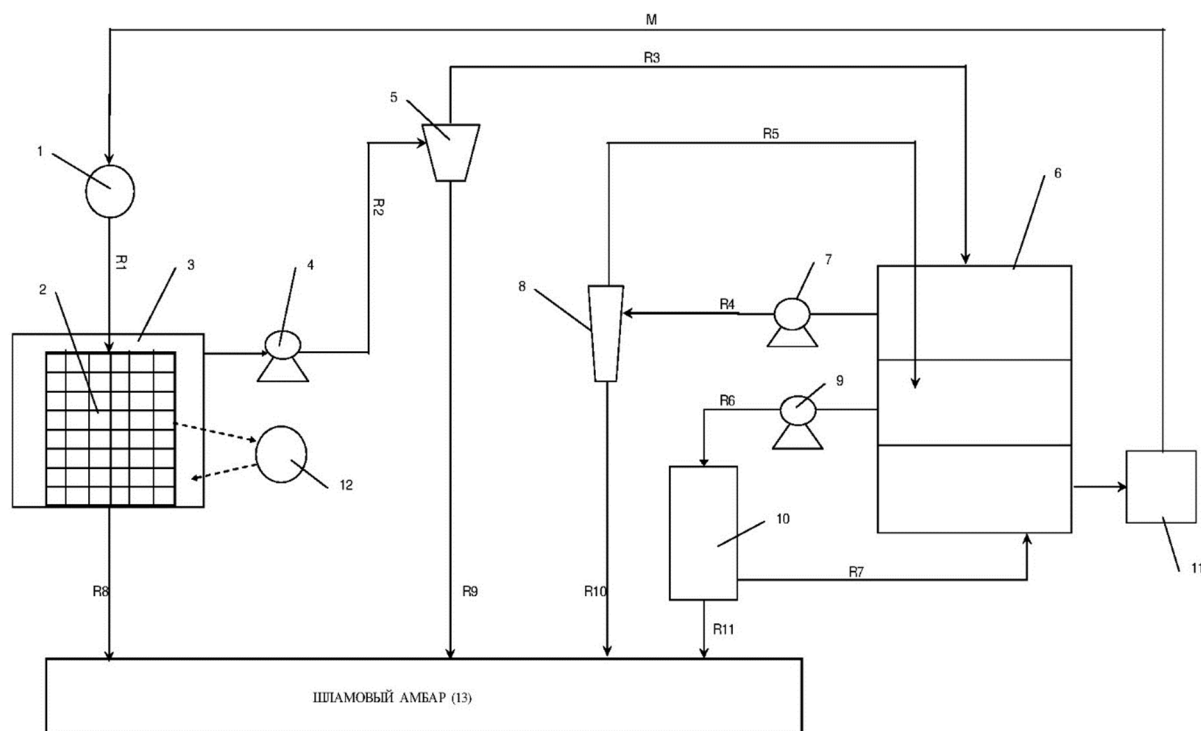


Рисунок 1 – Принципиальная схема очистки буровых растворов

Эффективность работы пескоотделителя и илоотделителя в большей степени зависит и от давления жидкости перед входом в гидроциклон. Снижение давления ниже 0,2 МПа (2,0 кгс/см²) не допустимо из-за значительного ухудшения работы гидроциклона.

Давление выше рекомендуемого 0,4 МПа (4,0 кгс/см²) приводит к быстрому износу гидроциклонов и некоторому ухудшению эффективности очистки за счёт явления турбулизации потока жидкости в гидроциклоне. Причиной высокого давления жидкости на входе гидроциклонной установки может явиться закупорка породой и другими предметами тангенциальных (входных) насадок отдельных гидроциклонов или несоответствие подачи центробежного насоса и пропускной способности аппарата. Контроль за давлением осуществляется по манометрам.

Для приготовления промывочной жидкости из порошкообразных материалов используют специальный блок оборудования. Такой блок включает два бункера объёмом 50 м³ каждый. Бункеры служат для хранения и подачи в камеру смесителя порошкообразных материалов. Для приготовления промывочной жидкости насосом подают дисперсионную среду (воду) в эжекторный смеситель через штуцер. Так как жидкая среда стекает из штуцера с большой скоростью, в камере смесителя возникает вакуум. Под воздействием вакуума порошкообразный материал из бункера по поступает в камеру смесителя, где смешивается с жидкостью и по сливной трубе направляется в ёмкость.

Для равномерного распределения компонентов промывочной жидкости по всему объёму в ёмкости установлен механический лопастной перемешиватель, приводимый в действие электродвигателями.

Приготовленная смесь нестабильна и содержит значительное количество нерастворившихся комочков твёрдой фазы. Поэтому её в течение нескольких циклов перекачивают по замкнутой системе: ёмкость → буровой насос → диспергатор → ёмкость. Для снижения вязкости в жидкость добавляют дисперсную фазу.

Когда требуется приготовить утяжелённую промывочную жидкость, используют тот же блок оборудования, но в бункер загружают порошкообразный утяжелитель.

Если промывочную жидкость при приготовлении требуется обработать химическими реагентами, то сначала реагент растворяют в воде.

Управление свойствами растворов в процессе бурения скважин

Контроль параметров буровых растворов

Контроль параметров бурового раствора осуществляется в соответствии с РД с использованием серийно выпускаемых приборов, входящих в комплект лаборанта буровых растворов КЛР-1. Комплект включает рычажные весы ВРП-1, вискозиметр ВБР-1, фильтр-пресс ФЛР-1, прибор для определения водоотдачи раствора ВМ-6, термометр ТБР-1, прибор для определения газосодержания ПГР-1, секундомер, набор индикаторной бумаги, отстойник ОМ-2, ротационный вискозиметр ВСН-3, набор реагентов и посуды для химических анализов.

Для измерения плотности раствора кроме ВРП-1 может быть использован ареометр АГ-ЗПП, статического напряжения сдвига СНС-2 (кроме ВСН-3). Для контроля смазочной способности раствора – приборы ФСК-2 или КТК-2, а в лабораторных условиях – СР-1 или НК-1. Для замера рН раствора – индикаторная бумага или рН-метр.

Параметры бурового раствора должны соответствовать указанным в регламенте.

Особое внимание контролю показателей бурового раствора должно уделяться при бурении под эксплуатационную колонну, особенно интервалов с большими зенитными углами.

Для контроля параметров бурового раствора используются также импортные приборы при условии корреляции их показаний с показаниями соответствующих отечественных приборов. Так, для замера условной вязкости может использоваться воронка Марша, пластической или динамической вязкости, СНС – различные марки ротационных вискозиметров; показателя фильтрации в стандартных условиях и при повышенных температурах и давлении – различные марки фильтр-прессов, с соблюдением методик замера, прилагаемых к каждому прибору.

Технологические свойства раствора должны контролироваться непосредственно на буровой в процессе бурения: плотность и условная вязкость раствора замеряется каждый час, остальные показатели – через 4 часа; в случае осложнений плотность и вязкость раствора замеряются каждые 15 минут, остальные показатели – каждый час.

Вся информация должна отражаться в ежедневной сводке по буровым растворам (табл. 11).

Таблица 11 – Данные для подготовки контрольных карт

Интервал бурения	Контролируемые параметры и их размерность	Проектные значения параметров	Значения внешних границ		Периодичность контроля в нормальном режиме, часы
			нижняя	верхняя	
1	2	3	4	5	6
0–50	ρ , кг/м ³	1100	1100	1170	1
	T , с	23	22	30	1
	СНС ₁ , дПа	13	13	15	4
	СНС ₁₀ , дПа	30	30	35	4
	ДНС, Па	2,35	2	3	4
	Γ , %	1,5	1	1,5	4
	V , см ³ /30 мин.	8,5	7,5	8,5	4

Окончание таблицы 11

50–675	ρ , кг/м ³	1100	1100	1130	1
	T , с	23	23	26	1
	СНС ₁ , дПа	14	10	15	4
	СНС ₁₀ , дПа	30	30	35	4
	ДНС, Па	2,4	2,2	2,6	4
	Γ , %	1,5	1	1,5	4
	V , см ³ /30 мин.	8,45	8	8,5	4
675–950	ρ , кг/м ³	1100	1100	1130	1
	T , с	23	23	28	1
	СНС ₁ , дПа	5	5	10	4
	СНС ₁₀ , дПа	10	10	15	4
	ДНС, Па	2,4	2,2	2,6	4
	Γ , %	1	1	1,5	4
	V , см ³ /30 мин.	8,45	8	9	4
950–1700	ρ , кг/м ³	1070	1070	1090	1
	T , с	22,4	22	28	1
	СНС ₁ , дПа	9	5	10	4
	СНС ₁₀ , дПа	14	10	15	4
	ДНС, Па	2,1	2,2	2,6	4
	Γ , %	1	1	1,5	4
	V , см ³ /30 мин.	8,6	8	9	4
1700–2700	ρ , кг/м ³	1040	1040	1050	1
	T , с	22	22	27	1
	СНС ₁ , дПа	11	10	15	4
	СНС ₁₀ , дПа	15	15	20	4
	ДНС, Па	1,84	1,6	2	4
	Γ , %	1	1	1,5	4
	V , см ³ /30 мин.	8,8	8,5	8,8	4

Выводы

Имея определённый географический район, его литологию и стратиграфию по сетке разведочных скважин можно правильно и качественно подобрать тип бурового раствора при бурении, предотвратить возможные осложнения в процессе бурения, производить качественное вскрытие продуктивных горизонтов, что имеет большое значение при строительстве и освоении скважин, а также увеличению рейсовой скорости бурения.

В практике произведён расчёт необходимого количества химических реагентов и глинопорошка, подобраны буровые растворы, способствующие улучшению проходки на долото, механической скорости бурения, образованию тонкой глинистой корки на стенках скважины.

Разработка наиболее эффективных рецептов буровых растворов возможна при создании систем, включающих в себя работу научно-исследовательских учреждений и опытных результатов, полученных с различных геологических условий бурения скважины.

В настоящее время высокие требования предъявляются и к экологичности производства. На буровой в основном это связано с утилизацией отработанного бурового раствора. Поэтому целесообразно разрабатывать рецепты буровых растворов с использованием химических реагентов, наиболее безопасных для окружающей среды.

Другое решение этой проблемы – создание таких растворов, которые могли бы служить долгое время и после окончания работ перевозились на другие объекты.

Также важной проблемой остаётся проблема недопущения гидроразрыва продуктивных пластов. Здесь необходимо более качественно рассматривать формирование давления, которое должно быть больше пластового давления, но в то же время максимально приближаться к его значению.

Не малую роль здесь играют параметры бурового раствора. Поэтому в работе подбираются 3 типа бурового раствора, которые можно использовать при бурении этого месторождения и при отсутствии одних химических реагентов можно воспользоваться другими, например, менее токсичными и более эффективными.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 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., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
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. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Овчинников В.П., Аксёнова Н.А. Буровые и промывочные растворы : учебное пособие. – Тюмень : Издательство «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.
11. Овчинников В.П. [и др.]. Современные составы буровых промывочных жидкостей. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
14. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург : «Летопись», 2005. – 664 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
17. 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.
18. Регламент на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac69b4d53b89421216c36_0.html
19. 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.
20. Живаева В.В., Мозговой Г.С., Ожерельев А.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры // Булатовские чтения: 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. 93–96.
21. 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.

22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных 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. 162–165.
23. 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.
24. 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.
25. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорозках для бурения методом ННБ // 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. 181–186.
26. 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.
27. 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.
28. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. – М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – Серия 08. – Выпуск 19. – 288 с.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
3. 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.
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., Dolgov S.V. Driller's satellite : a reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Т. 1–2.
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. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 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. Ovchinnikov V.P., Aksonova N.A. Drilling and flushing solutions: a training manual. – Tyumen : «Oil and Gas University» Publishing House, 2008. – 309 p.
11. Ovchinnikov V.P. [et al]. Modern compositions of drilling flushing fluids. – Tyumen : TyumGNGU, 2013. – 156 p.
12. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Ryabchenko V.I. Management of drilling agents properties. – M. : Nedra Publishing House, 1990. – 230 p.

14. Ryazanov Ya.A. Encyclopedia on Drilling Muds. – Orenburg : «Chronicle», 2005. – 664 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
16. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu. M. Drilling flushing fluids: a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Т. 1–4.
18. Regulations for flushing a vertical oil production well with a depth of 2700 m at Aganskoye field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac69b4d53b89421216c36_0.html
19. 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 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 297–315.
20. Zhivaeva V.V., Mozgovoi G.S., Ozhereliev A.V. Comparative analysis of Izolight plugging compositions and HGS-10000 hollow microspheres with the selection of the formulation // 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 : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 93–96.
21. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential tackles // 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 : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 97–103.
22. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Universal solution on the hydrocarbon base for drilling horizontal wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific 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. 162–165.
23. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for qualitative completion of wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship. Dr.. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.
24. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of 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.
25. Moisa Yu.N., Snegirev S.N., Zozula V.V. Comparison of drilling fluids on various clay powders for NDB drilling // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Dr. T.N., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 181–186.
26. 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: Drilling of oil and gas wells. – P. 202–205.
27. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of state registration of database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.
28. Safety rules in the oil and gas industry : Federal norms and regulations in the field of industrial safety. – M. : Closed Joint-Stock Company «Scientific and Technical Center for Industrial Safety Research», 2013. – Series 08 - Issue 19. – 288 p.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ДЛЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ
КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ
АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR TECHNICAL AND ECONOMIC
SUBSTANTIATION OF THE OIL REMOVAL FACTOR
OF ANASTASIYEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

Перепечина Юлия Викторовна

Специалист 2 категории
отдела геологического моделирования
и подсчёта запасов углеводородов,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
yuliaperepechina@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

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

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkmail@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены геологические основы для технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения. Подробно описаны общие сведения о месторождении, приведена геолого-физическая характеристика залежей (стратиграфия и тектоника) и нефтегазоносность месторождения. Дана физико-гидродинамическая характеристика коллекторов, а также состав и свойства пластовых жидкостей и газа.

Ключевые слова: общие сведения о месторождении; геолого-физическая характеристика залежей; стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность; физико-гидродинамическая характеристика коллекторов; состав и свойства пластовых жидкостей и газа.

Perepechina Yulia Victorovna

Specialist of the 2nd category
of the department of geological modeling
and calculation of hydrocarbon reserves,
LLC «Oil Company «Rosneft» – Scientific
and Technical Center»

Savenok Olga Vadimovna

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

Demchenko Alexander Valerievich

postgraduate student,
Kuban state technological university

Annotation. The article discusses the geological basis for the feasibility study of the oil recovery coefficient of the Anastasievsko-Troitskoye field. The general information about the field is described in detail, the geological and physical characteristics of the deposits (stratigraphy and tectonics) and the oil and gas potential of the field are given. The physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs are given, as well as the composition and properties of formation fluids and gas.

Keywords: general information about the deposit; geological and physical characteristics of deposits; stratigraphy, tectonics and oil and gas; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; composition and properties of formation fluids and gas.

Общие сведения о месторождении

Анастасиевско-Троицкое месторождение расположено в западной части Краснодарского края на территории двух административных районов – Крымского и Славянского. Рекой Кубань площадь месторождения разделяется на два участка: Троицкий на юго-востоке и Анастасиевский на северо-западе. К юго-восточной границе месторождения примыкает станица Троицкая, к северо-западной – станица Анастасиевская. Ближайшими городами являются Крымск и Славянск-на-Кубани (рис. 1).

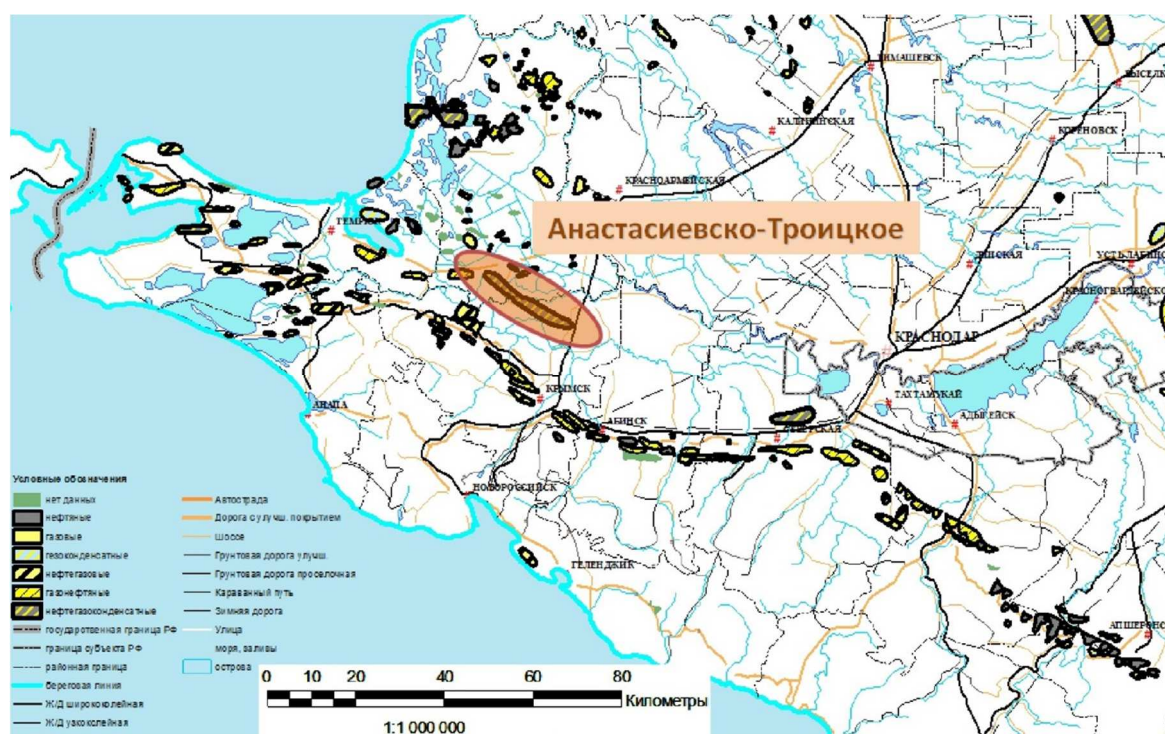


Рисунок 1 – Обзорная карта района

Месторождение находится в разработке свыше 50 лет, имеет развитую инфраструктуру и внешние коммуникации, обустроено системами водоснабжения, сбора и подготовки нефти и газа и т.д.

Непосредственно на площади месторождения находится йодный завод, сырьём для которого являются пластовые воды меотических и сарматских горизонтов.

Район Анастасиевско-Троицкого месторождения представляет собой равнину, которая является частью Прикубанской низменности. Абсолютные отметки равнины от +0,6 до +7 м. Лишь в центральной части Анастасиевского участка над окружающей местностью возвышается пологий холм высотой до +25 м и 1 км в поперечнике, отражающий диапировое ядро.

Главная водная артерия района – судоходная река Кубань. В районе месторождения она имеет среднюю отметку +2,4 м, превышая на отдельных участках уровень местности, что потребовало создания системы защитных дамб и ирригационных каналов.

Геолого-физическая характеристика залежей

Стратиграфия

На Анастасиевско-Троицком месторождении вскрыт полный разрез неогеновых отложений и частично – палеоген (майкопская серия). Разрез сложен терригенными образованиями (глинами, песчаниками и песками, алевролитами и алевритами) с подчинёнными тонкими прослоями карбонатных пород (известняков, мергелей), расположенных главным образом, в среднем и реже верхнем миоцене (рис. 2).

Майкопская серия

Майкопская серия (нижний миоцен – олигоцен) представлена толщей пластичных битуминозных глин с предполагаемой толщиной 3000 м (скважина № 370 прошла по майкопским отложениям 2700 м, не вскрыв их подошву и не встретив прослоев-коллекторов).

Средний миоцен

Тортонский ярус включает тарханский, чокракский, караганский и конкский горизонты. Ярус сложен в основном глинами с прослоями мергелей. Толщина тарханского горизонта 25 м, чокракского – 170–240 м, караганского – 200–220 м, конкского – 20 м.

Система Отдел Ярус Палеогеографич.	Масштаб	Литологическая характеристика	Электроработажная характеристика	Литологическая характеристика	Палеонтологическая характеристика	Нефтегазоносность, водоносность
Антропоген				Лессовидные суглинки, равномерные пески с глинами и желтыми иловцами.		И гидрокарбонатный, тип вои, минерализация 0,3 г/л.
Н Ц Е Н	150			Лессы, лессовидные иловые, песчано-глинистые, желто-коричневые с глинистыми включениями и песками.	Обильна диатомы в породах, также в иловцах (Лихи др., Удобен др. и др.), имеются единичные найден острокожуры.	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 0,4-0,5 г/л.
	200			В верхней части преобладают глины, желтый мелкий иловый материал, неуплотненный, бесструктурный и бесокатанный иловый.	В верхней части, наряду с поровыми и моллюсками, редко встречаются Diarssonia theodori Kubanica Kreis, в средней глинистой части и в пропеллитовых глинах обр. многие слои образуются Prosopancia semibulcata var. cuculatae Sinz., R. Kubanicae Andrus, Diarssonia theodori Kubanica Kreis и др.	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 2,3-4 г/л.
	400			Нижняя часть преобладает глина мелкозернистая с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).		
И О Ц Е Н	500			Сачубовича чл. глина мелкая, мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	В верхнем и среднем горизонтах, до известной степени поровые, встречаются виды мелких моллюсков, но они не выделяются и не описаны. Среди них выделяются Prosopancia semibulcata var. cuculatae Sinz., Diarssonia theodori Kubanica Kreis и др.	Важна глина в Удобен др., Анастасиевском участке и в Лихи в Прокопях.
	700			Сачубовича чл. глина мелкая, мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).		Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 2,3 г/л.
	1100			Глина мелкая мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	В глинах обычно присутствуют Paracoclia abichi R. Hoem, Dreissensia antiochensis Andrus, Dr. erpociformis Dosh., Volvocitopsis sp. и др., в редких в III горизонте, редко: мол. семикольчатый Congeria subantiochensis Andrus.	Важна глина в III горизонте.
	1500			Глина мелкая мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).		Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 17 г/л.
Г О Ц Е Н	1800			В нижней части преобладают глины темные и желтокоричневые, мелкозернистые, неуплотненные с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).		Характерно гидрокарбонатный тип вои, минерализация до 21 г/л до 58 г/л, 141-14 мест Анастасиевский участок, 55 мест - Удобен - Троицкий участок.
	2200			В нижней части преобладают глины темные и желтокоричневые, мелкозернистые, неуплотненные с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	В интервале IV горизонта обнаружены Congeria subantiochensis Ozevici, C. partitarsis Andrus, Alga teichocela (Sinz), Nucula sp., объединенный комплекс микроволнуны; также встречаются разнообразная фауна порословного типа. Доля Paracoclia Andrus, Volvocitopsis abichi Andrus, молочно спиралиды, из формирования - Neobaculicella abachi Bogd., Antiochococlia teichocela Bogd. и др.	Нефтегазовая залежь в IV горизонте, глубины залегания в V, VI, VII и VIII горизонтах.
	2500			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Из моллюсков обычно Cryptonacda pes-anseris Andrus, Modiolus vancouveri Yel., Pecten vancouveri (R. Hoem) и др., в коллекции формирования - Quinqueloculina Volosh nova (Bogd.), Q. cubanica Bogd., Dagelesia sarmatica Bogd. et Vol. и др.	Углекислотный гидрокарбонатный тип вои в стандартной водоносности глина, минерализация 31-75 г/л, 1-50 г/л, на 54 мест, 10 из 80 мест до 235 г/л.
	3000			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Моллюски на обнаружены из формирования - единичные Ylobigotina sp., Ylobigotina и др., много обломков "чужеродных моллюсков".	Характерно гидрокарбонатный тип вои, комплексный, с гидротермическими выделениями, минерализация 30-79 г/л, 1-257-2 мдл.
И О Ц Е Н	3300			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Из моллюсков обычно Cryptonacda pes-anseris Andrus, Modiolus vancouveri Yel., Pecten vancouveri (R. Hoem) и др., в коллекции формирования - Quinqueloculina Volosh nova (Bogd.), Q. cubanica Bogd., Dagelesia sarmatica Bogd. et Vol. и др.	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 11 г/л.
	3500			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Единичные экземпляры Spiralis aff. andrusovi Sinz., Alcolos sp., Spiralis sp., Spondylium yonkovi Bogd., Balamia ex. sp., Oligotaria Ozt. и др.	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 11 г/л.
	3800			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Редко встречаются моллюски Spirionakofida sp., Ceratonia aff. Ylobigotina sp., Plicopsis sp.	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 11 г/л.
	4000			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Много спириалидов - Spiralis tschokrakensis Zhizh, Sp. subchamensis Zhizh, из формирования - Quinqueloculina abachi Ozt., Q. selene Kerr., Sigmocella tschokrakensis Verke, Florula boucardi (Ozt.).	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 11 г/л.
М И О Ц Е Н	4200			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	Фауна не обнаружена.	
	4500			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).	В верхней части, кроме рыбной чешуи, редко встречаются отложения двустворчатой (Savarynskiya), ступчатой рыб, иногда встречаются моллюски, фауна не найдена.	Гидрокарбонатный тип вои, минерализация 12-13 г/л, 1-1-10 мдл - 150 г/л, на 30 мест до 52 мдл.
	5400			Глина мелкозернистая, неуплотненная с прослойками глинами мелкозернистыми с прослойками слабо смятыми, и песком (Саварьинский чл.).		

Рисунок 2 – Сводный геолого-геофизический разрез Анастасиевско-Троицкого месторождения

Верхний миоцен

Сарматский ярус представлен всеми своими частями – верхней, средней и нижней. Отложения сармата преимущественно глинистые, с прослоями алевролитов и песчаников в верхней части (IX и X горизонты), доломитизированных мергелей и глинистых алевролитов в нижней.

Общая толщина сарматского яруса 230–540 м.

Меотический ярус, в котором заключены основные запасы нефти и газа месторождения, делится на две части – верхнюю и нижнюю. В верхней части под понтическим репером вскрывается 20-метровая пачка характерных черных глин («меотический репер»), под которой залегает IV горизонт, сложенный песками, реже песчаниками, алевритами и алевролитами с прослоями глин. Общая толщина IV горизонта изменяется от 40 до 130 м, при этом горизонт распространен далеко за пределами месторождения на значительной части Западно-Кубанского прогиба.

По литологическому составу IV горизонт разделяется на 2 части: верхнюю песчано-глинистую (ВПГЧ) и основную песчаную. ВПГЧ сложена чередованием невыдержанных по площади, изменяющихся по толщине, обычно тонких, реже до 3–5 м толщиной, прослоев алевролитов, рыхлых песчаников и глин. Общая толщина ВПГЧ непостоянна и достигает 20–25 м. Основная песчаная часть сложена, главным образом, мелкозернистыми сыпучими песками и алевролитами с редкими, развитыми повсеместно, обычно тонкими, прослоями глин, алевролитов и крепких известковистых песчаников. Толщина основной части IV горизонта достигает 100 м.

В нижней части меотического яруса доминирующее значение имеют глины с прослоями песчаников и алевролитов, которые группируются в горизонты IVa, V, VI, VIa, VII, VIII (последний только на Анастасиевском участке). Горизонт V развит только на Троицком участке.

Общая толщина меотического яруса в зависимости от положения на структуре варьирует в пределах 220–420 м.

В связи со сложностью строения коллектора, проведено дополнительно разделение меотического яруса на пачки.

Плиоцен

В разрезе плиоцена снизу-вверх выделяются понтический, киммерийский и куяльницкий ярусы.

Понтический ярус представлен глинами и песчано-алевролитовыми отложениями. В средней части яруса залегают II и III газоносные горизонты. Общая толщина яруса достигает 500 м.

Киммерийский ярус. В его разрезе четко выделяются две толщи: нижняя – глинистая и верхняя – песчаная. В глинистой части киммерия на Анастасиевском участке залегает пачка песков и алевролитов (I газоносный горизонт). Общая толщина яруса до 450 м.

Куяльницкий ярус сложен мощными песчаными пачками, разделёнными в средней части толщей глин. Общая толщина яруса 400–500 м.

Антропоген

Разрез месторождения завершается песчано-глинистыми и галечниковыми отложениями антропогена толщиной до 100 м.

Тектоника

Анастасиевско-Троицкое месторождение связано с одноимённой антиклинальной складкой, расположенной в центральной части Западно-Кубанского прогиба.

В свете современных представлений, основанных на многочисленных геофизических исследованиях, Западно-Кубанский прогиб представляет собой крупную отрицательную геоструктуру размерами 280×80 км (от западной оконечности Таманского полуострова до юго-восточной центриклинали) с осью субкавказского простираения. Прогиб имеет асимметричное строение – крутой, сложно построенный южный борт и пологий, менее дислоцированный северный. Наибольшее погружение фундамент ис-

пытал в западной части прогиба, который протягивается в сторону Азовского моря и переходит в Индольский прогиб.

В осадочном чехле, покрывающем породы фундамента, выделяются два основных структурных этажа: нижний, сложенный платформенными литофациями мезозоя, среднего и отчасти верхнего палеогена мощностью 5–6 км, и верхний, в строении которого участвуют орогенные молассовые формации олигоцена и неогена, мощность которых достигает 7 км.

Наиболее полно Западно-Кубанский прогиб изучен по кайнозойским, главным образом олигоцен-неогеновым отложениям, с которыми связаны многочисленные залежи нефти и газа.

Место Анастасиевско-Троицкой складки в Западно-Кубанском прогибе хорошо объясняется тектонической схемой В.И. Корнеева (1967 г.), согласно которой прогиб разделяется на следующие части:

- 1) зона развития диапиров;
- 2) зона южного борта прогиба;
- 3) Афипская (Адагумо-Афипская) синклиналь;
- 4) Славянская (Славянско-Рязанская) синклиналь;
- 5) зона северного борта прогиба.

Анастасиевско-Троицкая складка находится в восточной части зоны развития диапиров. Эта зона охватывает западную часть южного борта прогиба, весь Таманский полуостров и прилегающий к нему с юго-востока район центральной части прогиба, куда входят крупные антиклинальные складки – Курчанская и Анастасиевско-Троицкая. Зона выделена по генетическим признакам: все входящие в неё складки осложнены явлениями диапиризма, более того, в большинстве своём обязаны своим происхождением нагнетанию пластичных майкопских глин в своды складок ещё на ранних стадиях их формирования. Кроме того, в зоне развития диапиров широко распространены грязевые вулканы, также связанные с майкопскими диапирами.

Принадлежность Анастасиевско-Троицкой складки к структурам таманского типа была установлена в 1961 году, когда скважина № 634, пробуренная на Анастасиевском участке, вскрыла майкопское ядро под отложениями понтического яруса. Это позволило объяснить причины неудачного бурения ряда скважин на своде Анастасиевской складки (№№ 134, 136 и др.) в районе невысокого холма, которые из среднего киммерия входили в пластичные вязкие породы; проходка в них оказалась невозможной. Анализ имеющихся геологических материалов позволил сделать вывод о том, что в основании миоцен-плиоценовой складки залегает мощное диапировое ядро, сложенное перемьятыми майкопскими глинами. Как показали палеоструктурные построения, зарождение Анастасиевско-Троицкой складки произошло в конце олигоценового – начале чокракского времени и с тех пор современный Анастасиевский участок (северо-западная часть складки) представлял собой подводное поднятие, которое постепенно разрастаясь в юго-восточном направлении захватывало и площадь современного Троицкого участка.

Складка контролировала распределение осадков в бассейне, в связи с чем поведение изопахит отложений, начиная с чокракско-караганских, отвечает в общих чертах форме структуры. Наиболее приподнятая (Анастасиевская) часть складки представляла собой подводный выход диапирового ядра, которое росло и развивалось синхронно с осадконакоплением. В отдельные отрезки времени оно, вероятно, перекрывалось маломощными осадками, но они быстро уничтожались подводной эрозией.

К концу нижнесарматского века наблюдается увеличение скорости погружения северо-западной периклинали складки. Здесь образуется флексуобразный перегиб слоев, перешедший затем в разрыв, способствовавший зарождению и бурной деятельности грязевого вулкана на границе меотиса и понта. Реликты этого вулкана в виде 300-метровой толщи брекчии вскрыты скважинами №№ 5 и 380.

К меотическому времени происходит разделение ядра на два выступа – западный и восточный. Первый отставал в своём развитии и в начале понтического века был перекрыт осадками, развитие восточного продолжалось в виде донного поднятия до среднего киммерия, затем и этот выступ был перекрыт, но, продолжая медленно расти

в верхнем плиоцене и антропогене, отразился на фоне Прикубанской низменности в виде круглого холма высотой 25 м и 1 км в поперечнике.

Рост диапирового ядра, особенно после его перекрытия осадками сопровождался образованием разрывных нарушений (сбросов), наиболее многочисленных в плиоцене.

С замедлением подъёма ядра на Анастасиевском участке, в плиоцене происходит усиление восходящих движений на Троицком, где получают развитие два ундуляционных локальных свода, хорошо фиксируемых по меотическим отложениям. Независимо от положения локальных сводов, крылья складки являются общими для Анастасиевского и Троицкого участков. Углы падения крыльев отвечают конседиментационным условиям развития антиклинали, изменяясь от 36° – 32° в отложениях среднего миоцена и нижнего сармата до 6° в кровле понтического яруса. Северо-западная периклиналь структуры погружается под углом до 14° , юго-восточная – пологая, с углами 2° – 3° . В общем случае углы падения крыльев на Анастасиевском участке, где диапировая тектоника выражена наиболее ярко, больше чем на Троицком. Соответственно и ширина складки здесь меньше (до 3 км), чем на Троицком участке (4 км). Общая длина Анастасиевско-Троицкой антиклинали достигает 28 км.

При изучении Анастасиевско-Троицкого месторождения уделялось большое внимание разрывным нарушениям, особенно тем из них, которые влияют на распределение нефти и газа в залежах. Разрывы фиксируются над диапировым ядром в отложениях меотиса, понта и киммерия по выпадению отдельных участков разреза в скважинах с очень хорошей корреляцией. Таких выпадений оказалось множество, особенно в плиоцене. Их амплитуда – 20–40 м и основная трудность заключается в идентификации разрывов, встреченных в разных скважинах, в их трассировании. При построении структурных карт по продуктивным горизонтам меотиса и плиоцена применялся комплексный подход и на карту наносились лишь разрывы, имеющие существенное значение. Разумеется, разрывы (сбросы) развиты, главным образом, на Анастасиевском участке. Отдельные небольшие сбросы наблюдаются и на Троицком (в основном в плиоцене). Поведение изогипс на юго-восточной периклинали может свидетельствовать о наличии здесь разрывов с амплитудой 5–10 м в меотическом ярусе.

Формирование тектонических нарушений явилось следствием процессов глинистого диапиризма, имевших место на протяжении всей неогеновой и четвертичной истории развития структуры. Глинистый диапиризм обязан наличием в разрезе мощной до 3000 м, лишенной коллекторов, пластичной толщи глин майкопской серии. Образование майкопской толщи происходило в период замыкания Кавказской геосинклинали, когда быстрое воздымание суши сопровождалось интенсивными нисходящими движениями в области передового прогиба, где накапливались осадки огромной мощности. Благодаря обилию и высокой дисперсности приносимого с суши глинистого материала, осадкообразование осуществлялось со значительной частью воды, чему способствовало, кроме того, отсутствие коллекторов.

Большое содержание воды и органики делают майкопские глины чрезвычайно чувствительными к изменению величины и направления горного давления.

К условиям образования диапирового ядра Анастасиевско-Троицкой структуры применимы основные положения схемы, разработанной И.М. Губкиным. В её основе лежит представление о течение глин к своду антиклинали под действием возрастающих нагрузок на крыльях и в смежных синклиналях в процессе накопления осадков. Зарождение складки обуславливается тангенциальными силами, играющими определенную положительную роль и на последующих стадиях роста диапира.

В начале среднего миоцена на месте современной Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны уже существовала зона поднятий, которая фиксируется уменьшением мощности и полным отсутствием чокракских отложений на Анастасиевском своде и на своде расположенной западнее Курчанской диапировой складки. Процесс течения глин начался в конце майкопского времени – начале чокракского и продолжался с различной интенсивностью вплоть до антропогена.

В результате своего относительного роста в условиях общего прогибания региона, майкопское диапировое ядро представляет собой донное поднятие, которое контролировало распределение осадков. Рост ядра обеспечивал прорыв осадков небольшой мощности, отлагавшихся на своде, чему активно содействовала подводная эрозия. Таким образом, длительное время Анастасиевско-Троицкая структура существовала как открытая подводная диапировая складка. Затем, в связи с замедлением роста диапира, она была полностью перекрыта осадками и продолжала развиваться уже как криптодиапировая складка.

На первой, диапировой стадии развития структуры существовали ограниченные условия для образования тектонических нарушений в надмайкопских породах, поскольку имелась возможность разрядки усилий, возникающих в майкопской толще через диапировое ядро. Лишь на северо-западной периклинали, в связи с бурной деятельностью подводного грязевого вулкана на границе меотического и понтического веков, образовались крупные тектонические нарушения, по которым произошло оседание небольшого участка. Эти тектонические нарушения продолжали развиваться до верхнего понта.

На второй, криптодиапировой, стадии усилий ядра оказалось недостаточно для прорыва вышележащей толщи пород. Оно лишь приподняло Анастасиевский свод и отразилось на поверхности в виде холма.

Растяжение свода привело к образованию сети сбросов с амплитудой до 40 м, реже до 60 м. Наибольшее количество сбросов отмечается в отложениях понтического яруса и верхнего плиоцена. Взбросовые нарушения почти отсутствуют. Лишь в непосредственной близости от ядра, по характеру повторения разреза в скважине № 100 и условиям залегания пород в соседних скважинах, можно выделить взброс небольшой амплитуды, направленный от ядра к северному крылу складки.

Наиболее характерными являются продольные сбросы, по которым произошло опускание свода. Имеется ряд диагональных сбросов, развитых на крыльях складки и на участке сочленения Анастасиевского свода с Троицким.

Одной из основных причин образования разрывных нарушений является растяжение свода вследствие роста, погребенного диапирового ядра. Другая, более локальная, причина оседания пород в результате бурной грязевулканической деятельности.

Ещё одна причина образования сбросов связана с непостоянством объёма диапирового ядра. В периоды роста диапировое ядро представляет собой сбрекчированную глинистую массу, насыщенную под большим давлением водой и углеводородами (в основном, в газовой фазе). Разрядка ядра в результате перемещения флюидов в окружающее пространство (на поверхность, через жерла грязевых вулканов, в контактирующие с ядром коллекторы) должна при недостаточной компенсации приводить к уменьшению объёма ядра. Происходит так называемая «усадка» ядра. Это явление должно иметь место при замедлении темпов роста или при полном прекращении диапирового процесса. Причиной перетока флюидов является резкий перепад давления между диапировым ядром и перекрывающими породами, и стремление к гидродинамическому равновесию. Следствием уменьшения объёма ядра будет являться оседание пород в сводовой части структуры, т.е. как раз то, что наблюдается на Анастасиевском участке.

Формирование крупнейшей в крае газонефтяной залежи IV меотического горизонта и газовых залежей понта и киммерия связывается с поступлением газа и нефти (в растворённом в газе состоянии) из майкопского диапирового ядра. О поступлении флюидов, в частности воды, из ядра свидетельствует пониженная минерализация пластовых вод песчаных горизонтов понта и меотиса на Анастасиевском участке, вблизи ядра. Отобранные здесь пробы воды очень близки по своему типу и минерализации к водам майкопской серии.

Периоды роста ядра и его «усадки» могут сменять друг друга и повторяться неоднократно, т.е. процесс развития ядра имеет колебательный характер. Образование тектонических нарушений возможно в любой из этих периодов на криптодиапировой, в основном, стадии развития складки.

Нефтегазоносность

V горизонт

Залежь нефти V горизонта относится к типу пластовой, сводовой, частично литологически экранированной. В структурном отношении залежь приурочена к центральной и восточной частям Троицкого участка Анастасиевско-Троицкой структуры, которая разделяется на две складки – Анастасиевскую и Троицкую, объединённые общими крыльями. Простираение структуры – с северо-запада на юго-восток. По кровле V горизонта углы падения крыльев Троицкой складки изменяются в пределах 6° – 8° , к своду они выполаживаются до 2° – 4° . Углы падения пород на периклинали 1° – 2° , при этом в сторону периклинали происходит расширение складки. Высшая отметка V горизонта – 1533 м. С северо-запада и запада залежь ограничена линией выклинивания коллекторов. Другая линия выклинивания коллекторов экранирует залежь на участке южного крыла (район скважин №№ 779, 778 и 421). Также отсутствие коллекторов наблюдается в центре залежи в скважине 885. С остальных сторон границей служит внешний контур нефтеносности, соответствующий изогипсе – 1670 м структурной карты кровли коллекторов V горизонта. Длина залежи V горизонта 13 км, ширина до 2,9 км, этаж нефтеносности – 137 м (рис. 3).

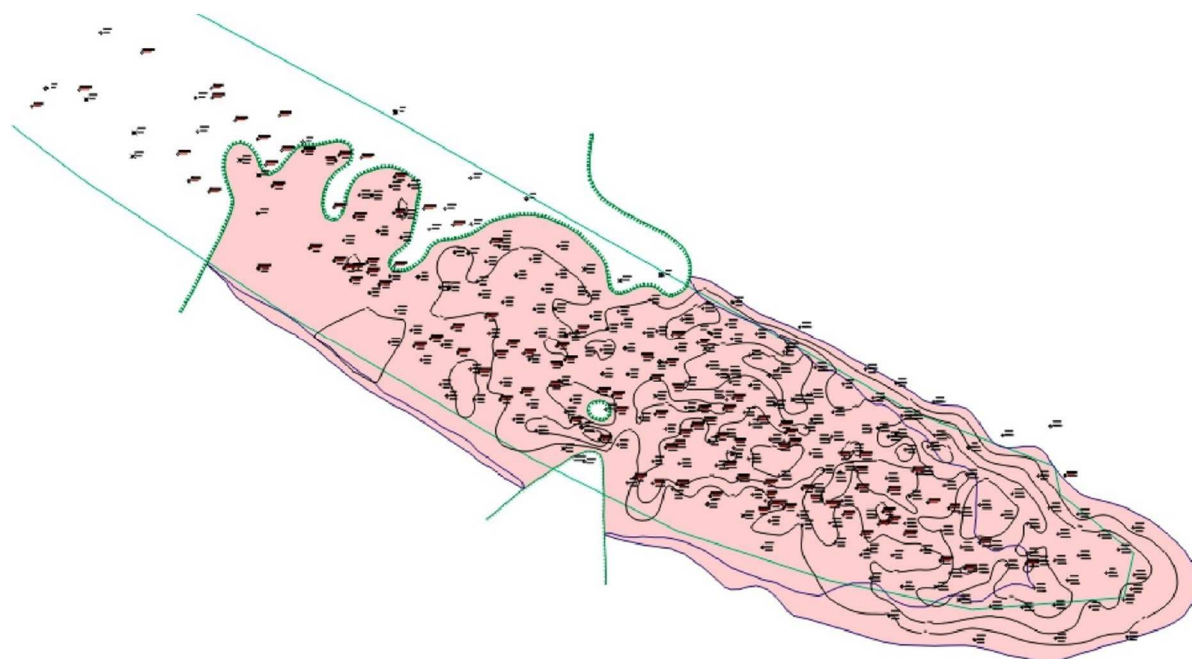


Рисунок 3 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин V горизонта

VI горизонт

Анастасиевский участок

В пределах VI горизонта на рассматриваемом участке выделяются 5 залежей нефти – 3 в пачке VI-1, 2 – в пачке VI-2. Залежи пластовые, сводовые, частично литологически экранированные, в структурном отношении приурочены к северо-западной, центральной и юго-восточной частям Анастасиевской складки.

Пачка VI-1 распространена по всей площади Анастасиевского участка, по сравнению с ней пачка VI-2 имеет более сложное геологическое строение и в юго-восточном направлении выклинивается. Песчаные прослои в обеих пачках по площади не выдержаны и к юго-востоку происходит их полное замещение глинами (район скважин №№ 12, 140 и 355). Эффективная мощность прослоев невелика и лишь в редких случаях достигает двух метров (скважина № 637, мощность второго прослоя 2,1 м).

Максимальная отметка VI горизонта отмечена в скважине № 637 (–1489 м). Гидродинамически залежи между собой не связаны – как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях изолированы мощными (в среднем 10 м) глинистыми толщами (рис. 4 и 5).

VI-1 пачка

Залежь VI-1_1. Находится в северо-западной части Анастасиевского участка, с юга, юго-востока и северо-запада ограничена линией отсутствия коллектора, с северо-востока и запада – водонефтяным контактом. В юго-восточной части залежь «протыкается» ядром малого диапира. Размеры залежи составляют 3,2×1,2 км.

Залежь пластово-сводовая, охватывает участок скважин №№ 8, 105, 115, 174, 176, 207, 2116–2122, 2213, 2219, 628, 632, 633, 636 и 637. Эффективные (нефтенасыщенные) толщины лежат в интервале от 0,8 до 4,0 м, среднее значение по скважинам составляет 1,7 м, максимальное значение приурочено к району скважины № 2118 – 4,0 м.

Анализ строения участка и положения ВНК в скважинах №№ 105, 174, 176, 207, 633 и 2124 позволили ограничить залежь условно контуром на отметке – 1590 м (рис. 6).

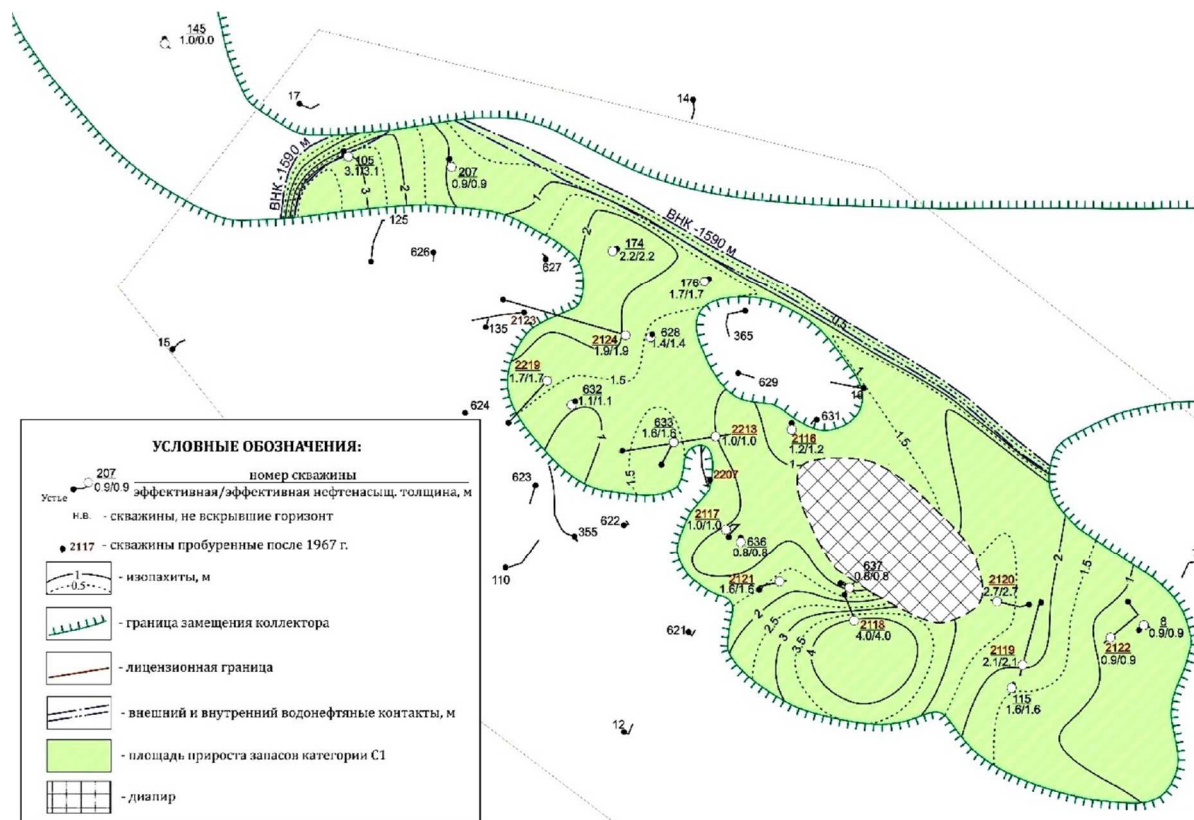


Рисунок 6 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежей нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-1)

Залежь VI-1_2 (район скважин №№ 249_бис-2 и 1). Находится в центральной части Анастасиевского участка. С северо-запада ограничена большим диапиром, со всех остальных сторон – линией выклинивания коллекторов. Размеры залежи – 1,0×1,1 км.

Залежь пластово-сводовая. Эффективные (нефтенасыщенные) толщины составляют соответственно 2,8 и 1,0 м для скважин №№ 249_бис-2 и 1, среднее значение – 1,9 м. Водонефтяной контакт не определялся ввиду отсутствия испытаний по данным скважинам.

Залежь VI-1_3 (район скважины № 160). Находится в юго-восточной части Анастасиевского участка и вскрыта одной скважиной (№ 160). С северо-запада и юго-востока ограничена линией выклинивания, со всех остальных сторон – водонефтяным контактом. Размеры залежи составляют 1,2×0,7 км.

Залежь пластово-сводовая. Эффективная (нефтенасыщенная) толщина составляет 2,0 м.

Анализ положения водонефтяного контакта в скважине № 160 позволил ограничить залежь контуром на отметке – 1574 м (рис. 7).

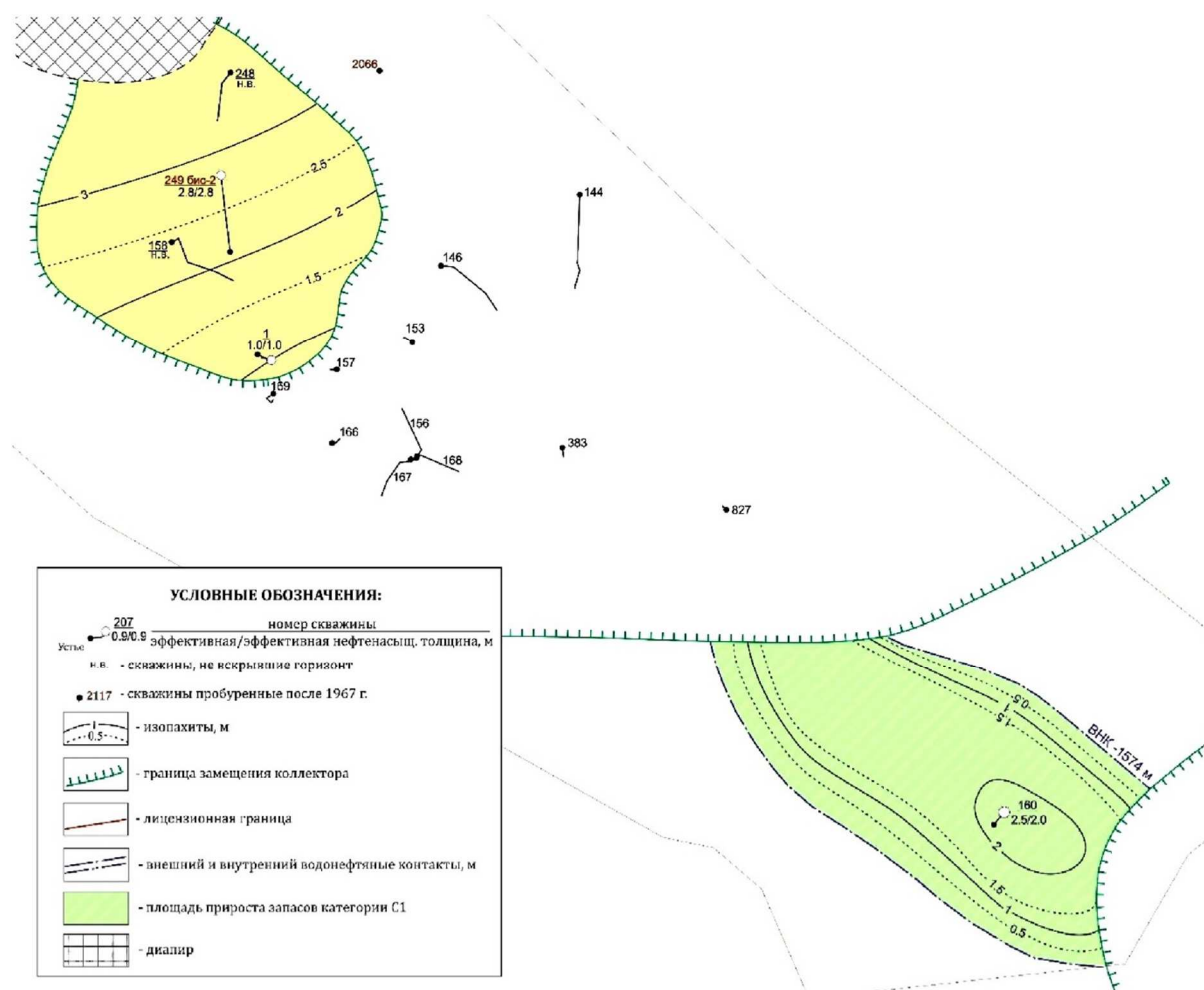


Рисунок 7 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-1, залежи VI-1_2 и VI-1_3)

VI-2 пачка

Залежь VI-2_1. Коллектора замещаются глинами в северо-западном, южном, юго- и северо-восточном направлениях, с остальных сторон залежь ограничена поверхностью водонефтяного контакта. Восточная часть залежи «срезана» ядром малого диапира.

Залежь пластово-сводовая, имеет размеры 1,5×0,6 км и вскрыта скважинами: №№ 621, 632, 633, 636, 637, 2207, 2117, 2118, 2121, 2207 и 2213. Эффективные (нефтенасыщенные) толщины лежат в интервале от 0,6 до 2,5 м, среднее значение по скважинам – 1,2 м, максимальное значение приурочено к району скважины № 637 (рис. 8).

Водонефтяной контакт определён по результатам эксплуатации скважины № 621 на отметке – 1548 м.

Залежь VI-2_2 (район скважин №№ 249_бис-2 и 2066). Находится в центральной части Анастасиевского участка. С севера, юга, запада и востока ограничена линией выклинивания коллекторов пачки VI-2, на северо-востоке залежь «срезается» диапировым ядром. Размеры залежи составляют 1,5×0,7 км.

Залежь пластово-сводовая. Эффективная (нефтенасыщенная) толщина в скважине № 249_бис-2 составляет 0,8 м (рисунок 9).

Водонефтяной контакт определён на отметке – 1621 м по результатам эксплуатации скважины № 2066, в которой была получена вода.

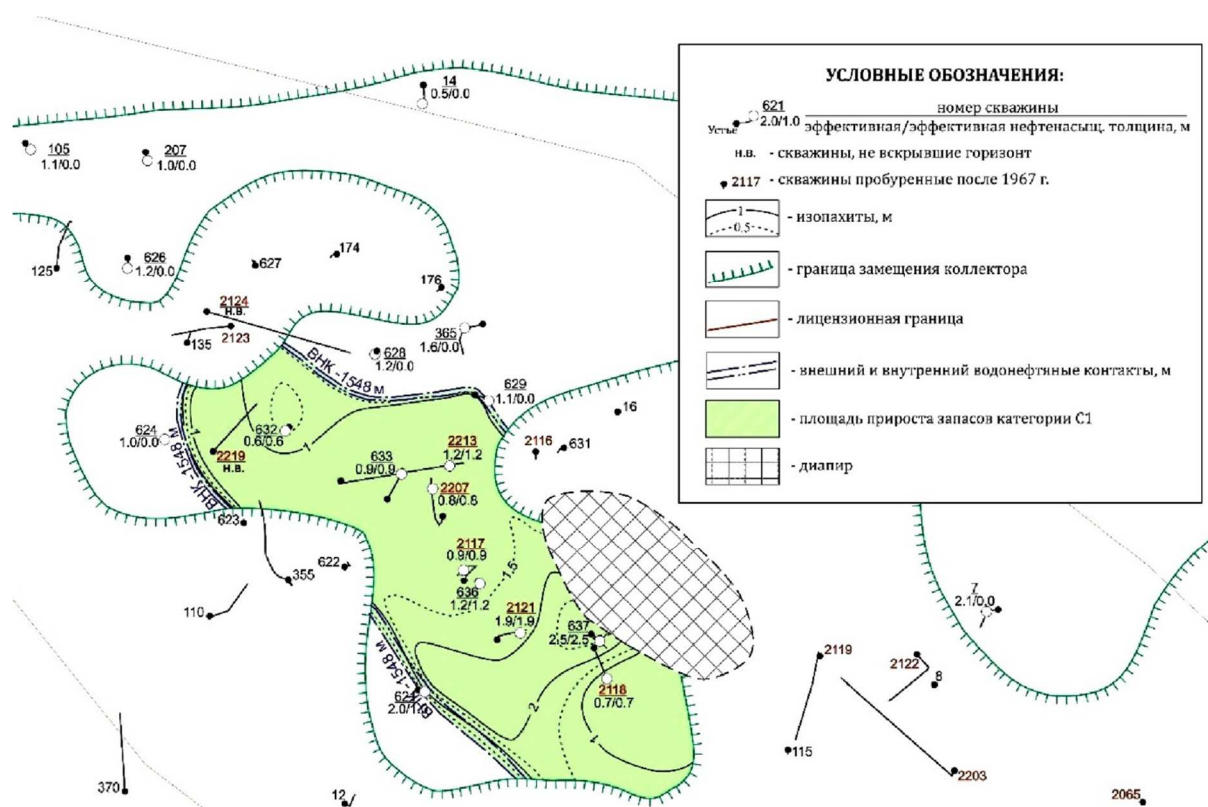


Рисунок 8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-2, залежь VI-2_1)

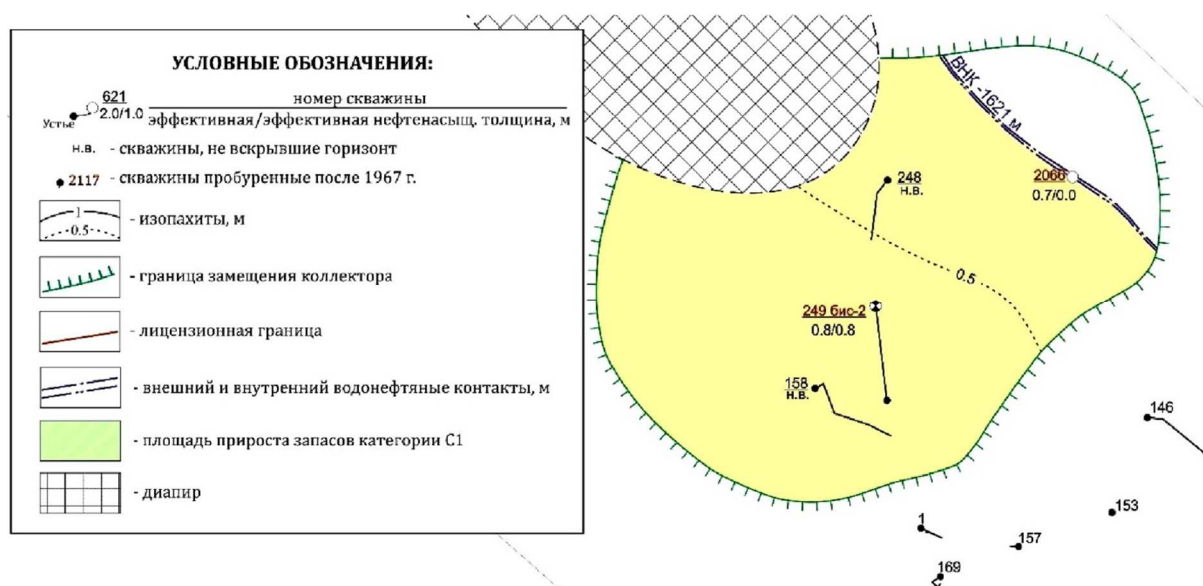


Рисунок 9 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-2, залежь VI-2_2)

Троицкий участок

Аналогично V горизонту, залежь нефти VI горизонта относится к пластовой, сводовой, частично литологически экранированной. В структурном отношении залежь приурочена к центральной и восточной частям Троицкого участка Анастасиевско-Троицкой структуры. Высшая отметка VI горизонта – 1561 м. С северо-запада и запада залежь ограничена линией выклинивания коллекторов, с остальных сторон контуром нефтеносности. Последний с некоторой условностью проведен по изогипсе – 1672 м

структурной карты кровли VI горизонта. Также присутствуют четыре небольших зоны отсутствия коллекторов внутри залежи. Длина залежи V горизонта 10,6 км, ширина 2,7 км, этаж нефтеносности – 111 м (рис. 10).

Геологический профильный разрез V–VI горизонтов показан на рисунке 11.

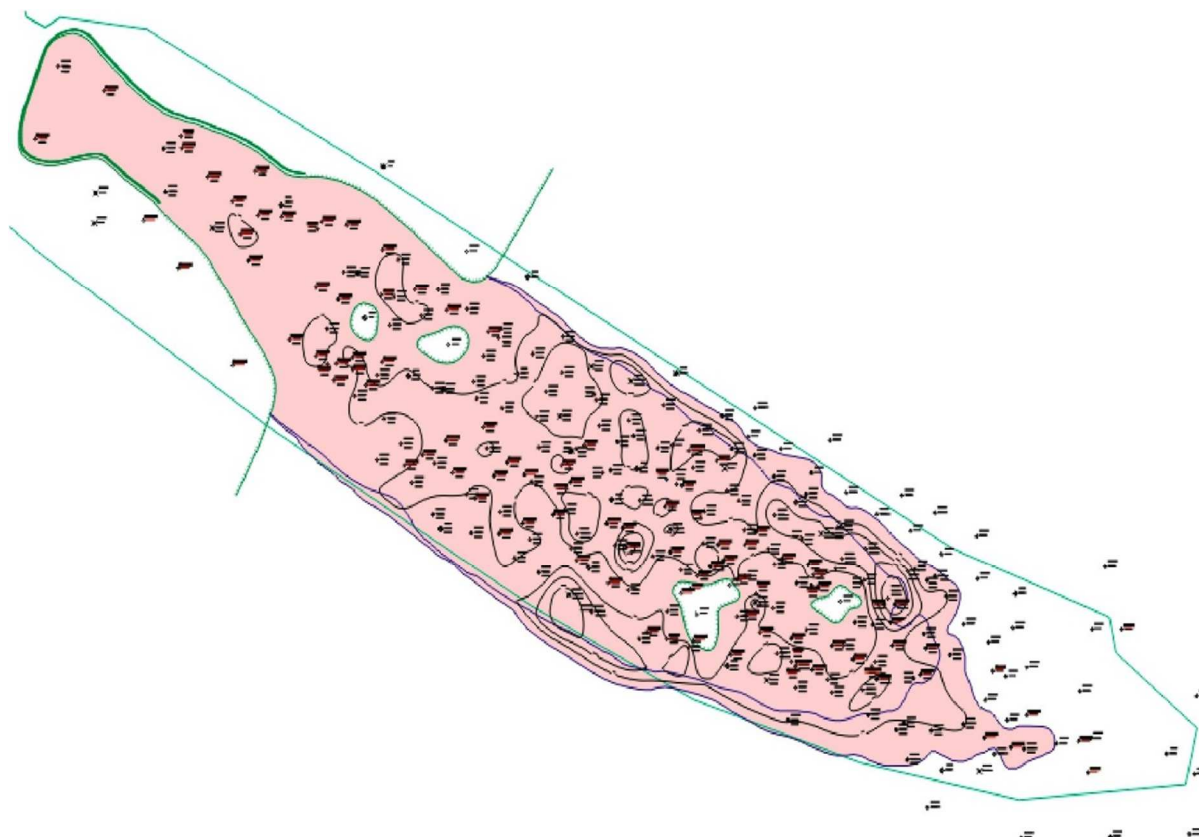


Рисунок 10 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин VI горизонта

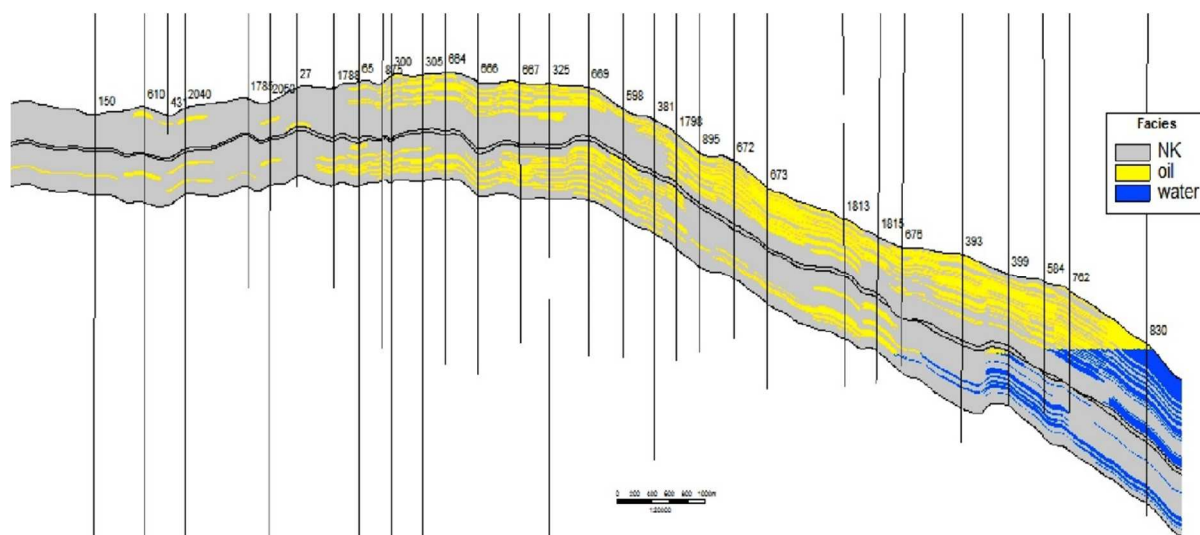


Рисунок 11 – Геологический профильный разрез V-VI горизонтов

Геологическая характеристика продуктивных горизонтов Анастасиевско-Троицкого месторождения представлена в таблице 1, характеристика толщины продуктивных горизонтов – в таблице 2.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов Анастасиевско-Троицкого месторождения приведена в таблице 3, статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов – в таблице 4.

Таблица 1 – Геологическая характеристика продуктивных горизонтов

Горизонт, пласт	Глубина залегающего пласта в своде, (абсолютная отметка), м	Положение ВНК/ГНК (ГВК) (абсолютная отметка), м	Размеры залежей		Средняя величина нефтегазоносной толщины, м	Тип коллектора	Тип залежи
			Длина x ширина, км	высота, м			
V	-1533	-1670	13x2,9	137	7,5	поровый	литологически ограниченный
VI Анастасиевский участок	-1489	от -1548 до -1621	3,2x1,2-1,0x1,1	11-101	0,8-2,0	поровый	литологически ограниченный
VI Троицкий участок	-1561	-1672	10,6x2,7	111	4,9	поровый	литологически ограниченный

Таблица 2 – Характеристика толщины продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	V	VI		VI-1 Анастасиевский участок	VI-2 Анастасиевский участок
			Троицкий участок	Анастасиевский участок		
Общая	среднее значение, м	29,8	25,7		11,2	4,1
	интервал изменения, м	2,3-47,3	3,7-40,1		5,8-22,5	1,7-13,3
Эффективная	среднее значение, м	9,8	5,9		1,5	1,5
	интервал изменения, м	0,5-28,9	0,5-23,9		0,8-4,0	0,5-4,0
Нефтенасыщенная	среднее значение, м	7,5	4,9		1,2	1,3
	интервал изменения, м	0,5-23,9	0,5-22,0		0,8-4,0	0,4-2,4

Таблица 3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов Анастасиевско-Троицкого месторождения

Вид исследований	Наименование	Параметры			
		Проницаемость, мД	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, %	Коэффициент начальной газонасыщенности, %
1	2	3	4	5	6
V горизонт					
* Лабораторные (керн)	Количество скважин	14	30	5	-
	Количество определений	112	196	38	-
	Среднее значение	90	23	6.2	-
	Интервал изменения	0-2400	2.4-39.3	0.66-17.7	-
Геофизические	Количество скважин	316	316	175	-
	Количество определений	2765	2765	518	-
	Среднее значение	122.5	24	64	-
	Интервал изменения	10.7-1748.6	18.9-35.9	31-90.8	-
Гидродинамические	Количество скважин	4	-	-	-
	Количество определений	7	-	-	-
	Среднее значение	82	-	-	-
	Интервал изменения	15.0-346.0	-	-	-
VI горизонт					
* Лабораторные	Количество скважин	18	35	5	-
	Количество определений	88	136	38	-
	Среднее значение	116	23.8	4.5	-
	Интервал изменения	0-900	9-38.6	0.2-29.3	-
Геофизические	Анастасиевский участок				
	VI-1				
	Количество скважин	25	25	1	-
	Количество определений	49	49	2	-
	Среднее значение	71.8	21	55	-
	Интервал изменения	10.7-478.9	18.9-30.5	51.9-57.0	-
	Анастасиевский участок				
	VI-2				
	Количество скважин	23	23	2	-
	Количество определений	31	31	2	-
	Среднее значение	37.4	20	53	-
	Интервал изменения	10.7-171.4	18.9-26.8	52.6-535	-
	Троицкий участок				
	Количество скважин	247	247	104	-
	Количество определений	1725	1725	225	-
	Среднее значение	62.6	22	62	-
Интервал изменения	10.7-1564.2	18.9-35.4	41.0-78.7	-	
Гидродинамические	Количество скважин	6	-	-	-
	Количество определений	11	-	-	-
	Среднее значение	37	-	-	-
	Интервал изменения	9.0-185.0	-	-	-

Таблица 4 – Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов

Пласт	Количество скважин	Коэффициент песчанности, доли ед.		Расчлененность,	
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения
VI	299	0.23	0,02-0,67	5.2	1-15
VI-1	25	0.15	0,07-0,46	1.9	1-4
VI-2	23	0.40	0,05-1,0	1.3	1-3

Физико-гидродинамическая характеристика коллекторов

В разные годы на кернях продуктивных пластов месторождения был проведён значительный объём исследований кернов по определению коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения, а также по определению зависимостей ОФП по нефти и воде, нефти и газу.

Горизонты IVa, V, VI, VIa, VII

Миоценовые коллектора данных горизонтов и ВПГЧ IV горизонта характеризуются аналогичным вещественным составом, близким гранулометрическим составом, аналогичными физическими зависимостями пористость-проницаемость и аналогичными свойствами пластовых флюидов. Поэтому выполненные экспериментальные исследования по вытеснению нефти газом и водой для диапазона проницаемостей ВПГЧ могут считаться применимыми для определения коэффициентов вытеснения по прочим горизонтам месторождения. В соответствии с этим в Проекте разработки 2008 года коэффициенты вытеснения нефти пластовой водой для условий горизонтов IVa, V, VI, VIa, VII были приняты по данным исследований кернов ВПГЧ IV горизонта в зависимости от их проницаемости равными: IVa горизонт – 0,470, V горизонт – 0,500, VI горизонт – 0,470, VIa горизонт – 0,525, VII горизонт – 0,525.

В 2010 году отделом физики нефтяного пласта ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» было выполнено экспериментальное моделирование процессов фильтрации жидкости в пористой среде на керне IVa, V, VI, VIa горизонтов. По результатам этих исследований для данных объектов были определены относительные фазовые проницаемости и уточнены значения коэффициента вытеснения. Изменение коэффициентов вытеснения по сравнению с ранее принятыми составило весьма незначительную величину – от 0,2 до 3,2 % относительных, что подтверждает их надёжность, а также близость характера процесса вытеснения нефти водой горизонтов данной группы и ВПГЧ IV горизонта.

Зависимости коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости, а также относительные фазовые проницаемости данной группы горизонтов приведены на рисунках 12–23. При расчёте относительных проницаемостей за базовую величину принималась проницаемость по нефти при начальной водонасыщенности.

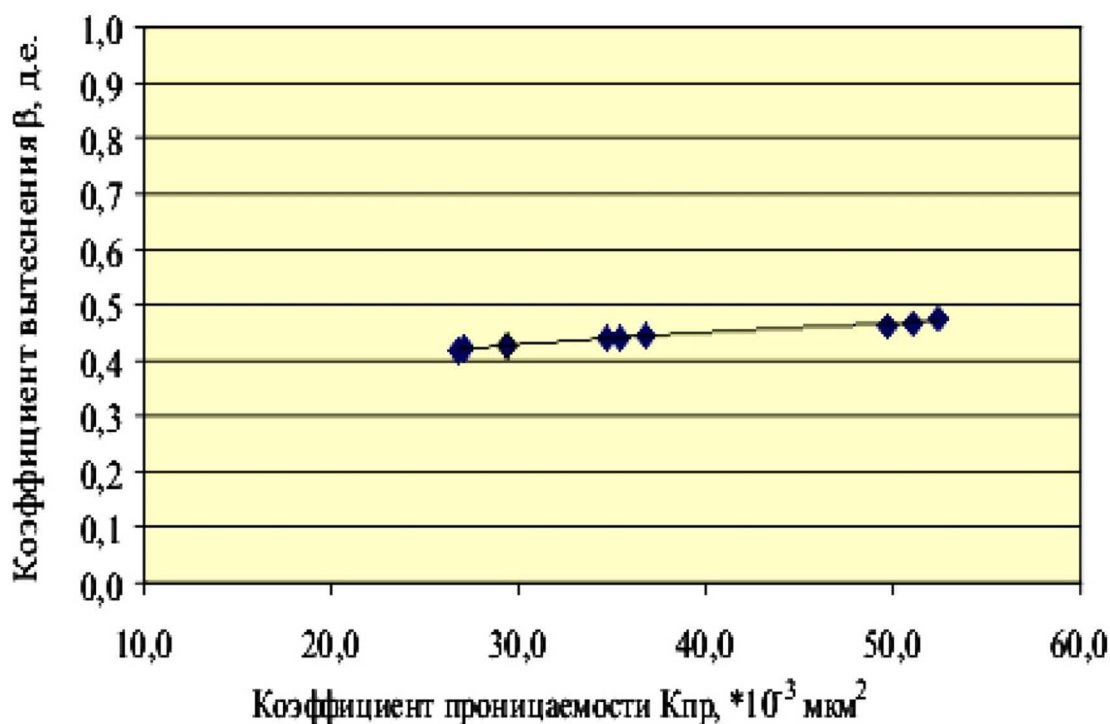


Рисунок 12 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт IVa)

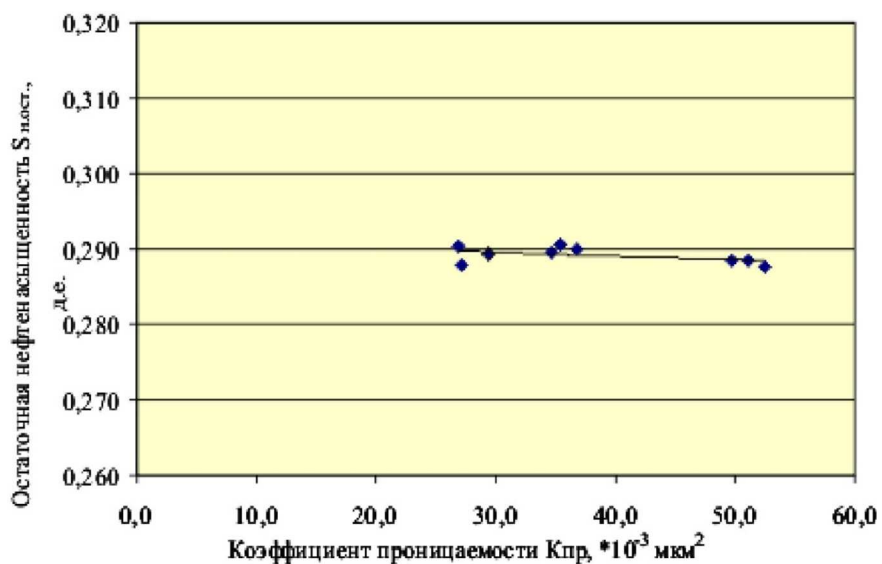


Рисунок 13 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт IVa)

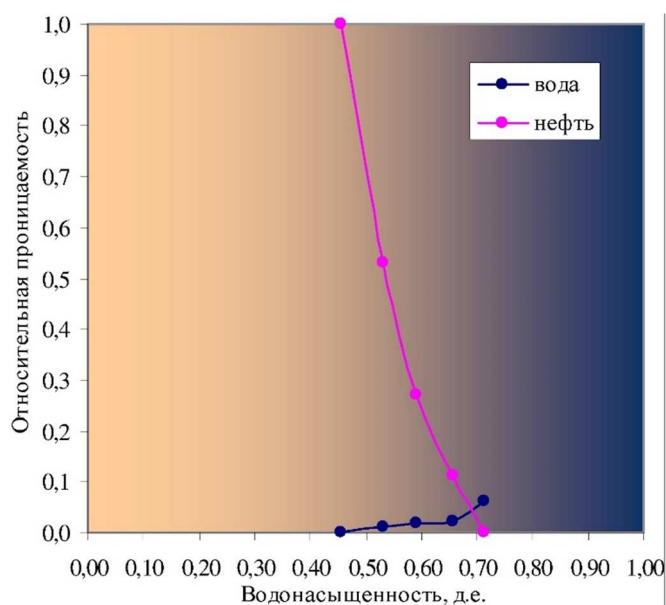


Рисунок 14 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт IVa)

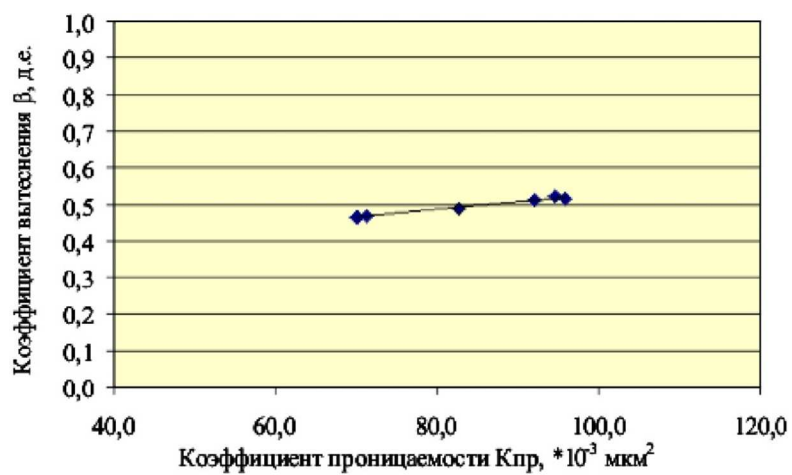


Рисунок 15 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт V)

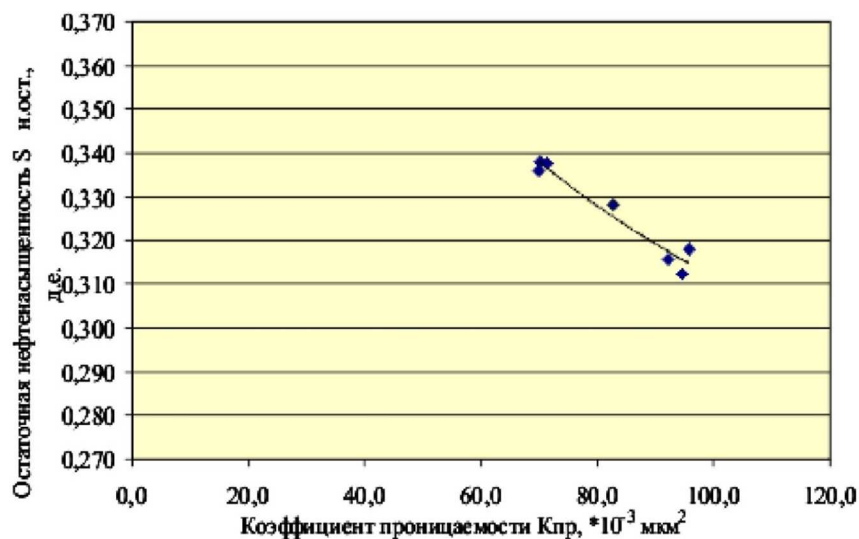


Рисунок 16 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт V)

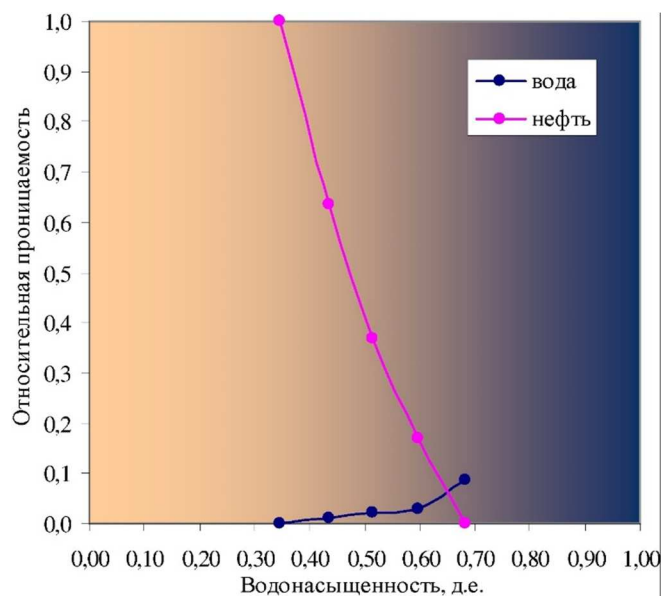


Рисунок 17 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт V)

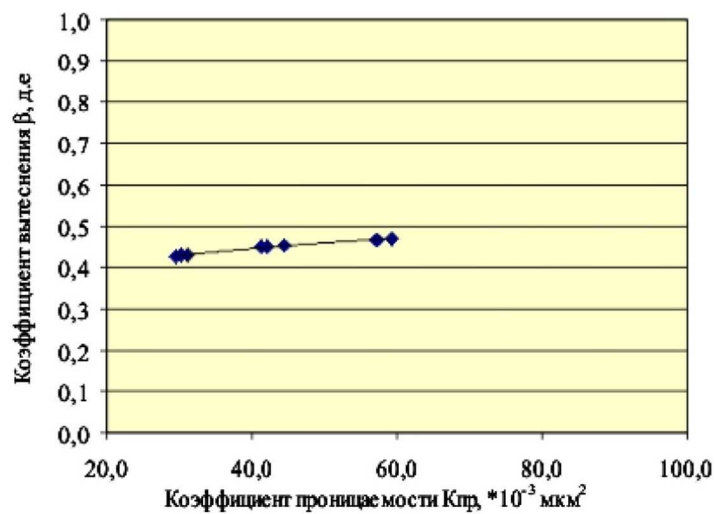


Рисунок 18 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт VI)

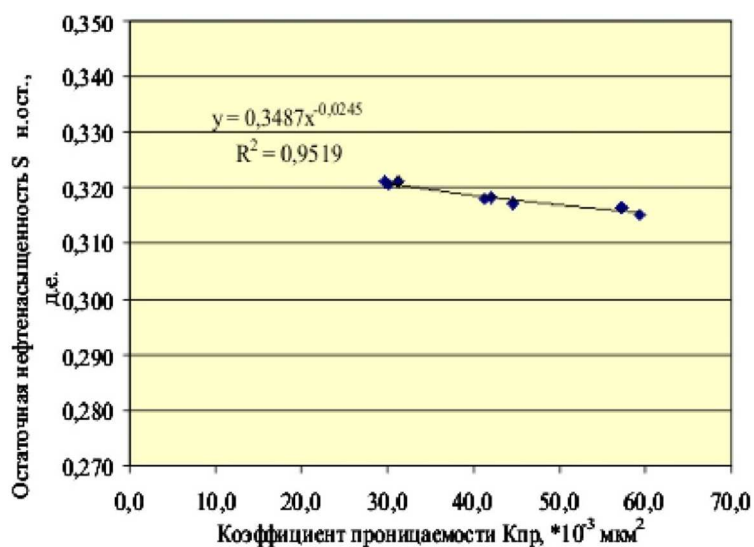


Рисунок 19 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт VI)

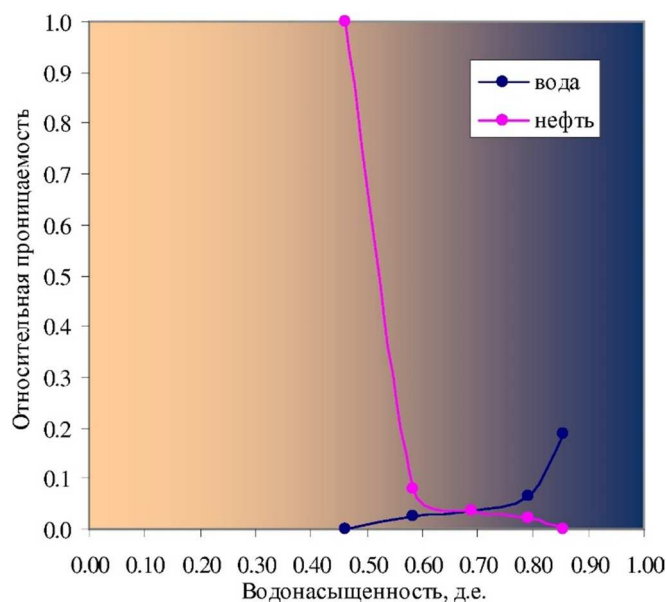


Рисунок 20 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт VI)

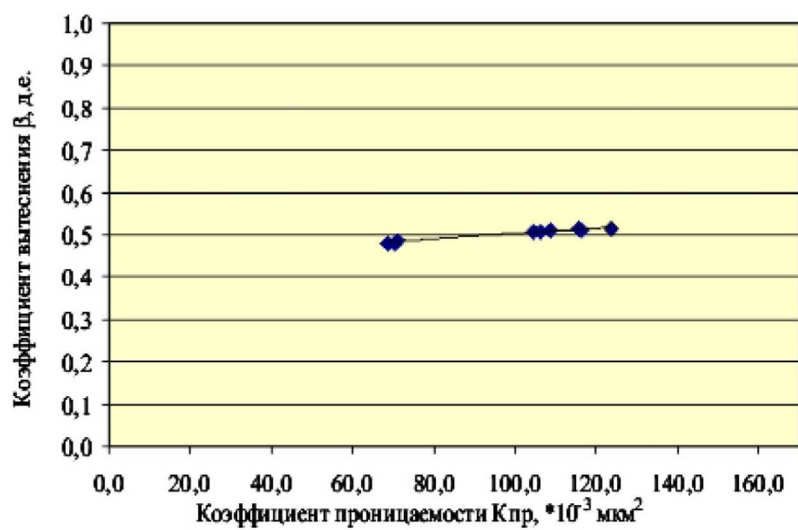


Рисунок 21 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт VIa)

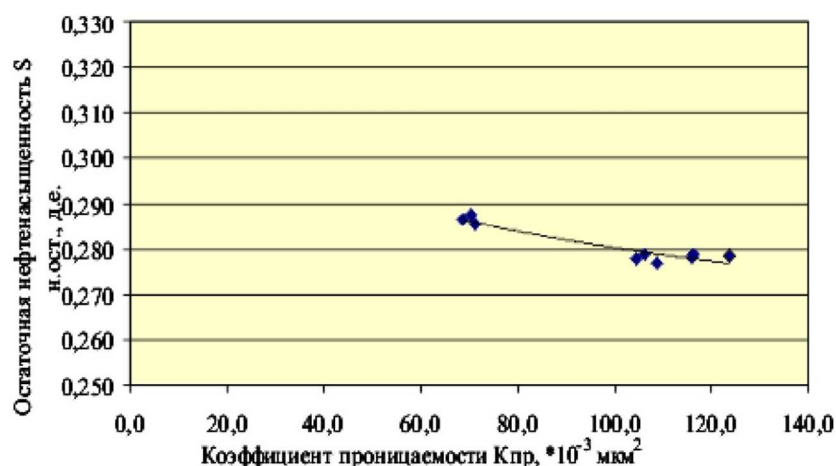


Рисунок 22 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт VIa)

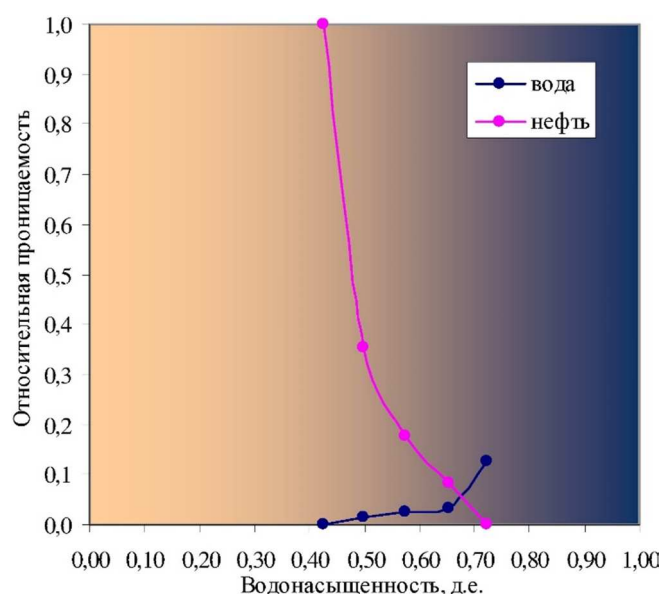


Рисунок 23 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт VIa)

Принятые значения коэффициентов вытеснения по продуктивным горизонтам месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика вытеснения нефти водой

Пласт	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ² · 10 ⁻³	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
V	0,24	82	0,64	0,516
VI	0,22	37	0,62	0,467

Их значения в целом соответствуют таковым в утверждённых в последние годы проектных документах на разработку месторождения.

Состав и свойства пластовых жидкостей и газа

Нефть V горизонта

Начальное пластовое давление по залежи меняется в пределах от 14,2 до 17,2 МПа, давление насыщения при температуре изменяется в интервале 12,2–18,95 МПа. Газосодержание, полученное при однократном разгазировании пластовой нефти, составляет 87,7 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 760,4 кг/м³, объёмный коэффициент 1,208.

Поверхностные пробы нефти характеризуют её как среднюю: плотность её в пределах 0,826–0,901 г/см³ (принятое значение 0,856 г/см³, принято по сепарированным пробам), вязкость 3,2–63,8 мм²/с (принятое значение 15,5 мм²/с). Нефть по компонентному составу является смолистой – содержание смол колеблется от 3,07 до 20,14 % масс. (принятое значение 7,86 % масс.), содержание асфальтенов от 0,075 до 1,85 % масс. (принятое значение 0,596 % масс.), малосернистой от 0,01 до 0,271 % масс. (принятое значение 0,176 % масс.), парафинистая содержание парафина от 0,53 до 2,34 % масс. (принятое значение 1,76 % масс.). Выход бензиновых фракций составляет 21,5 % об.; светлых фракций, выкипающих до 300 °С, в среднем содержится 48,0 % об.

На основании проведённых исследований Краснодарским филиалом ВНИИ установлено, что возможно получать из нефти V горизонта авиабензины – 6,8 %, бензин до 200 °С – 12,7 %, керосина – 27,2 %. Установлено, что бензин низкого качества, так как октановое число (от НК до 200 °С) составляет 53 пункта, керосин же имеет ОЧ 36 пунктов, исходя из этого он может быть использован как компонент тракторного топлива.

Нефти по целому ряду свойств отличаются незначительно, заметных изменений их с глубиной не наблюдается.

Исходя из вышеизложенного, основные подсчетные параметры и отдельные показатели приняты равными:

- плотность разгазированной нефти 0,856 г/см³;
- плотность нефти в пластовых условиях 756 кг/м³;
- объёмный коэффициент нефти 1,208;
- пластовый газовый фактор 86,8 м³/т;

Нефть VI горизонта

Глубинные пробы отбирались из скважин, находящихся только на Троицком участке. Начальное пластовое давление по залежи меняется в пределах от 11,34–17,3 МПа, давление насыщения при температуре 64 °С изменяется в интервале 10,75–15,6 МПа. Газосодержание, полученное при однократном разгазировании пластовой нефти, составляет 95,53 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 774 кг/м³, объёмный коэффициент 1,23.

Поверхностные пробы нефти характеризуют её как среднюю: плотность её в пределах 0,829–0,875 г/см³ (принятое значение 0,844 г/см³ (по сепарированным пробам)), вязкость 3,0–9,18 мм²/с (принятое значение 5,66 мм²/с). Нефть по компонентному составу является смолистой – содержание смол колеблется от 2,9 до 16 % масс. (принятое значение 8,9 % масс.), содержание асфальтенов от 0,025 до 0,65 % масс. (принятое значение 0,25 % масс.), малосернистой от 0,0126 до 0,259 % масс. (принятое значение 0,185 % масс.), парафинистая содержание парафина от 0,69 до 2,85 % масс. (принятое значение 1,54 % масс.), температура застывания составляет – 19 °С. Выход бензиновых фракций составляет 32,6 % об.; светлых фракций, выкипающих до 300 °С, в среднем содержится 60,1 % об.

Нефть VI горизонта относится к смешанному типу с преобладанием алкановых углеводородов. Выход бензина до 100 °С достигает 8,3 % с ОЧ 67 пунктов. Базового бензина в количестве 18,4 % с ОЧ 59,4 пункта. Выход бензина до 200 °С составляет 29,2 % с ОЧ 51 пункт. Нефть VI горизонта следует использовать в качестве сырья для получения бензина, керосина и производства крекинг продуктов.

Результаты исследований растворённого газа, выделившегося при однократном разгазировании глубинных проб нефти, показывают, что метана содержится в среднем 87,12 % мол., этана 1,53 % мол., пропана 2,37 % мол. В составе растворённого газа азот отсутствует, но в пробе, отобранной в 2007 году, содержание азота составляет 1,03 % мол.

Нефти по целому ряду свойств отличаются незначительно, заметных изменений их с глубиной не наблюдается.

Исходя из вышеизложенного, основные подсчётные параметры и отдельные показатели приняты равными:

- плотность разгазированной нефти 0,844 г/см³;
- плотность нефти в пластовых условиях 0,774 г/см³;
- объёмный коэффициент нефти 1,23;
- пластовый газовый фактор 102,1 м³/т.

Литература

1. Савченко А.П. Проект доработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. – 2002.
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. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. 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.
8. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
12. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 13–16.
13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Экологический мониторинг скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения в условиях интенсивного пескопроявления // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 32–34.
15. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Характеристика состояния и принципы вариативной технологии заканчивания на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 11 (190). – С. 28–36.
16. Борзов М.И. Выбор способа эксплуатации нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 58–79.
17. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 47–50.
18. Глебова Л.В., Лобова Е.М. Уникальные свойства нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Геология, география и глобальная энергия, 2017. – № 4 (67). – С. 48–52.
19. Дембицкий С.И., Катышева М.Д., Ярметов В.Е. О достоверности оценки начальной нефтенасыщенности продуктивных коллекторов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 17–21.
20. Жихор П.С. [и др.]. Применение некоторых методов факторного анализа для совершенствования технологии крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 1 (57). – С. 86–91.
21. Журавский В.В., Сергеев В.Л. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на основе метода интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 116–118.

22. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // 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. 170–172.
23. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
24. Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А. Комплексный подход для повышения эффективности освоения остаточных запасов нефти на примере уточнённой геологической модели Анастасиевско-Троицкого месторождения (Россия) // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 1–2. – С. 20–25.
25. Морозов Р.В. Технология ликвидации нефтяных и газовых фонтанов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 115–143.
26. Пахлян И.А., Аладьев А.П., Нитовкин Д.В. Использование кавитационных устройств для реализации технологии по удалению глинисто-песчаных пробок с забоев скважин на примере скважины № 167 Анастасиевско-Троицкого месторождения : Научный потенциал вуза – производству и образованию / сборник статей по материалам XIII Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГУ», 2018. – С. 140–148.
27. Пухарев М.Т., Коноплёв Ю.В. Геофизические критерии оценки межфлюидных контактов в нефтегазовых пластах (на примере IV-го горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Современные территориальные исследования. – 2018. – С. 7–10.
28. Савенок О.В., Бондаренко В.А. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.
29. Спичак П.А., Чебанова Е.Ф. Охрана поверхностных и подземных вод на территории Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения // Сборник статей по материалам X Всероссийской конференции молодых учёных, посвящённой 120-летию И.С. Косенко «Научное обеспечение агропромышленного комплекса». – 2017. – С. 1154–1155.
30. Хохлова Н.Ю. Анализ работы фонтанирующей скважины на Анастасиевско-Троицком месторождении // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 2. – № 1–1 (8). – С. 59–61.
31. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути её решения : 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. 94–96.
32. Шнурман И.Г. Особенности формирования зоны проникновения высокопористых коллекторов (на примере Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 12. – С. 5–8.

References

1. Savchenko A.P. Project of additional development of oil and gas deposit of Anastasievsko-Troitskoye field IV horizon. – 2002.
2. 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.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 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. 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.
8. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocherkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of oil and gas bearing prospects of pont-meotic deposits of the Coastal group of fields on the northern side of the West Kuban pro-bend // 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. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas deposits. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 13–16.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physicochemical models and methods of the reservoir rocks state prediction // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Ecological monitoring of wells of the IV Anastasievsko-Troitskoye oilfield horizon in conditions of intensive sand show // Collection of reports of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for young people «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 32–34.
15. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Characteristics of a condition and principles of variation technology of completion on Anastasievsko-Troitskoe oilfield // Oil. Gas. Novatsii. – 2014. – № 11 (190). – P. 28–36.
16. Borzov, M.I. Choice of a way of oil exploitation of the IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing house – South, 2019. – № 1. – P. 58–79.
17. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of oil and gas saturation coefficient of reservoir collectors // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 47–50.
18. Glebova L.V., Lobova E.M. Unique properties of oil of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Geology, geography and global energy, 2017. – № 4 (67). – P. 48–52.
19. Dembitskiy S.I., Katysheva M.D., Yarmetov V.E. About reliability of an initial oil saturation estimation of the productive reservoirs at Anastasievsko-Troitskoye oilfield // Nefteprofislovnoe delost. – 2013. – № 8. – P. 17–21.
20. Zhihor P.S. [et al.]. Application of some factor analysis methods for improvement of technology of well bottomhole zone fixing of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Science and technology in gas industry. – 2014. – № 1 (57). – P. 86–91.
21. Zhuravskiy V.V., Sergeev V.L. Estimation of the recoverable reserves of the gas and gas-condensate fields on the basis of the integrated models method // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. – 2013. – T. 322. – № 1. – P. 116–118.
22. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well flow rates // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. Dr. – Krasnodar : Publishing House - South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
23. Kurenkov V.V. Construction of a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyn-Gapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. by Dr. T.N., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.
24. Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A. Complex approach to increase the efficiency of the residual oil reserves development on the example of the refined geological model of Anastasievsko-Troitskoe field // Territory Neftegaz. – 2018. – № 1–2. – P. 20–25.
25. Morozov, R.V. Technology of the oil and gas fountains liquidation at Anastasievsko-Troitskiy field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 115–143.

26. Pakhlyan I.A., Aladyev A.P., Nitovkin D.V. The use of cavitation devices for the implementation of technology for the removal of clay and sand plugs from the borehole bottoms on the example of well № 167 Anastasievsko-Troitskogo field: Scientific potential of the university – production and education / collection of articles on the materials of the XIII All-Russian Scientific Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University. – Krasnodar : FSBEI VO «Kuban State Technological University», 2018. – P. 140–148.
27. Pukharev M.T., Konoplev Yu.V. Geophysical criteria for estimation of the interfluid contacts in oil and gas formations (on the example of IV-th horizon of Anastasievsko-Troitskoye oilfield) // Modern territorial researches. – 2018. – P. 7–10.
28. Savenok O.V., Bondarenko V.A. Analysis of the known representations on the sand-projection problem // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Ex-production of hydrocarbon fields at the late stage of development. – 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.
29. Spichak P.A., Chebanova E.F. Surface and underground water protection on the territory of Anastasievsko-Troitskoye gas and oil field // Collection of articles on materials of X All-Russian conference of young scientists devoted to 120 anniversary of I.S. Kosenko «Scientific support of agroindustrial complex». – 2017. – P. 1154–1155.
30. Khokhlova N.Yu. Analysis of a flowing well operation at Anastasievsko-Troitskoe deposit // Ashirovskie readings. – 2016. – T. 2. – № 1–1 (8). – P. 59–61.
31. Chuikin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Problems of sand removal in the fields of the Krasnodar region and ways to solve it: New technologies – oil and gas region / Materials of All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – T. 2. – P. 94–96.
32. Schnurman I.G. Features of formation of a zone of penetration of high-altitude reservoirs (on an example of Anastasievsko-Troitskoye field) // Environment protection in oil and gas complex. – 2013. – № 12. – P. 5–8.

УДК 622.276

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ
АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**TECHNICAL AND ECONOMIC SUBSTANTIATION
OF OIL REMOVAL FACTOR
OF ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

Перепечина Юлия Викторовна

Специалист 2 категории
отдела геологического моделирования
и подсчёта запасов углеводородов,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
yuliaperepechina@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

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

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkomail@gmail.com

Аннотация. В статье приведён анализ текущего состояния разработки Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения, анализ выработки запасов, обоснование вариантов разработки и технико-экономический анализ, а также анализ расчётных величин КИН. Показано, что технологические варианты разработки залежей углеводородов продуктивных горизонтов сформированы с учётом сложившихся условий разработки, распределения остаточных запасов нефти и газа в каждом из горизонтов при условии рационального использования имеющегося эксплуатационного фонда скважин по месторождению. Для наиболее полного извлечения остаточных запасов нефти (подвижных, извлекаемых) по каждому объекту намечены геолого-технологические мероприятия, направленные на получение наибольшей эффективности процесса разработки по каждой залежи и по каждому эксплуатационному объекту. Целью статьи является обоснование принципиальных особенностей осуществления промышленной разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; технологические показатели вариантов разработки; технико-экономический анализ вариантов разработки; технико-экономические показатели рекомендуемого варианта; анализ расчётных величин КИН; обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН; анализ выработки запасов.

Perepechina Yulia Victorovna

Specialist of the 2nd category
of the department of geological modeling
and calculation of hydrocarbon reserves,
LLC «Oil Company «Rosneft» – Scientific
and Technical Center»

Savenok Olga Vadimovna

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

Demchenko Alexander Valerievich

postgraduate student,
Kuban state technological university

Annotation. The article provides an analysis of the current state of development of the Anastasievsko-Troitskoye gas and oil field, analysis of reserves development, justification of development options and a feasibility study, as well as an analysis of the estimated oil recovery factor. It is shown that the technological options for developing hydrocarbon deposits of productive horizons are formed taking into account the prevailing development conditions, the distribution of residual oil and gas reserves in each of the horizons, subject to the rational use of the existing well stock of wells. For the most complete extraction of residual oil reserves (mobile, recoverable) for each facility, geological and technological measures have been outlined aimed at obtaining the greatest efficiency of the development process for each reservoir and for each operational facility. The aim of the article is to substantiate the fundamental features of the industrial development of the Anastasievsko-Troitskoye field.

Keywords: description of the current state of field development; technological indicators of development options; technical and economic analysis of development options; technical and economic indicators of the recommended option; analysis of estimated values of the oil recovery factor; substantiation of recommended recoverable reserves and oil recovery factor; analysis of development of stocks.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Всего по месторождению пробурено 1780 скважин. Из них 1665 добывающих, 36 нагнетательных, 7 водозаборных и 72 газовых. Подавляющее число скважин 1285 пробурено целенаправленно на IV горизонт без вскрытия нижних продуктивных горизонтов. 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 (табл. 1).

Фактические показатели разработки месторождения в целом приведены на рисунке 1.

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 %. В последующие годы удержать такие темпы отборов нефти по месторождению не удалось, не смотря на продолжавшееся разбуривание месторождения.

Характеристика текущего состояния разработки эксплуатационных объектов

Нефтяная залежь V горизонта

Залежь нефти V горизонта является наиболее крупной из всех «прочих» подсчётных объектов месторождения.

Фактические показатели разработки V горизонта приведены в таблице 2 и на рисунке 2.

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно 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 способствовала 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 21 скважин со средним дебитом по нефти 3,0 тонн/сут. Энергетическое состояние залежи V горизонта представлено на рисунке 3. Компенсация отборов жидкости закачкой в объёмах 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 01.01.2015 г. составило в среднем по залежи 14,8 МПа.

За 2017 год добыто 24,9 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 71 %, что составляет 0,3 % от начальных извлекаемых запасов и 17,5 % от текущих.

Всего по объекту добыто 7697 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,367.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2017 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты разработки											Всего
		I	Ia	II	III	IV	IVa	V	VI	VIa	VII		
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0	0	0	0	1285	16	92	183	42	47	1665	
	Возвращено с других пластов	0	0	0	0	437	54	87	20	7	0	1665	
	Всего	0	0	0	0	1722	70	179	203	49	47	1665	
	В том числе:												
	Действующие	0	0	0	0	344	13	20	12	7	0	396	
	из них фонтанные	0	0	0	0	43	4	2	1	2	0	52	
	ЭЦН	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	3	
	ШПН	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	бескомпрессорный газлифт	0	0	0	0	301	8	18	10	4	0	341	
	внутрискважинный газлифт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Бездействующие	0	0	0	0	25	3	5	2	1	0	36	
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Наблюдательные	0	0	0	0	413	4	14	3	3	0	395	
	Переведены под закачку	0	0	0	0	3	1	21	16	0	0	41	
Переведены в газовые	0	0	0	0	128	0	0	0	0	0	128		
Переведены на другие пласты	0	0	0	0	282	37	112	141	30	3	398		
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	388	3	4	2	1	0	398		
Ликвидированные	0	0	0	0	181	9	3	27	5	44	269		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0	0	0	5	17	0	7	7	0	36		
	Возвращено с других пластов	0	0	0	31	17	0	7	3	0	0		
	Переведены из добывающих	0	0	0	0	3	0	21	16	0	40		
	Всего	0	0	0	36	37	0	35	26	0	76		
	В том числе:												
	Под закачкой	0	0	0	0	16	0	0	0	0	16		
	Бездействующие	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1		
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Наблюдательные	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2		
	В отработке на нефть	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Переведены в газовые	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2		
	Переведены на другие пласты	0	0	0	4	9	0	21	24	0	0		
	В ожидании ликвидации	0	0	0	32	9	0	11	1	0	53		
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2		

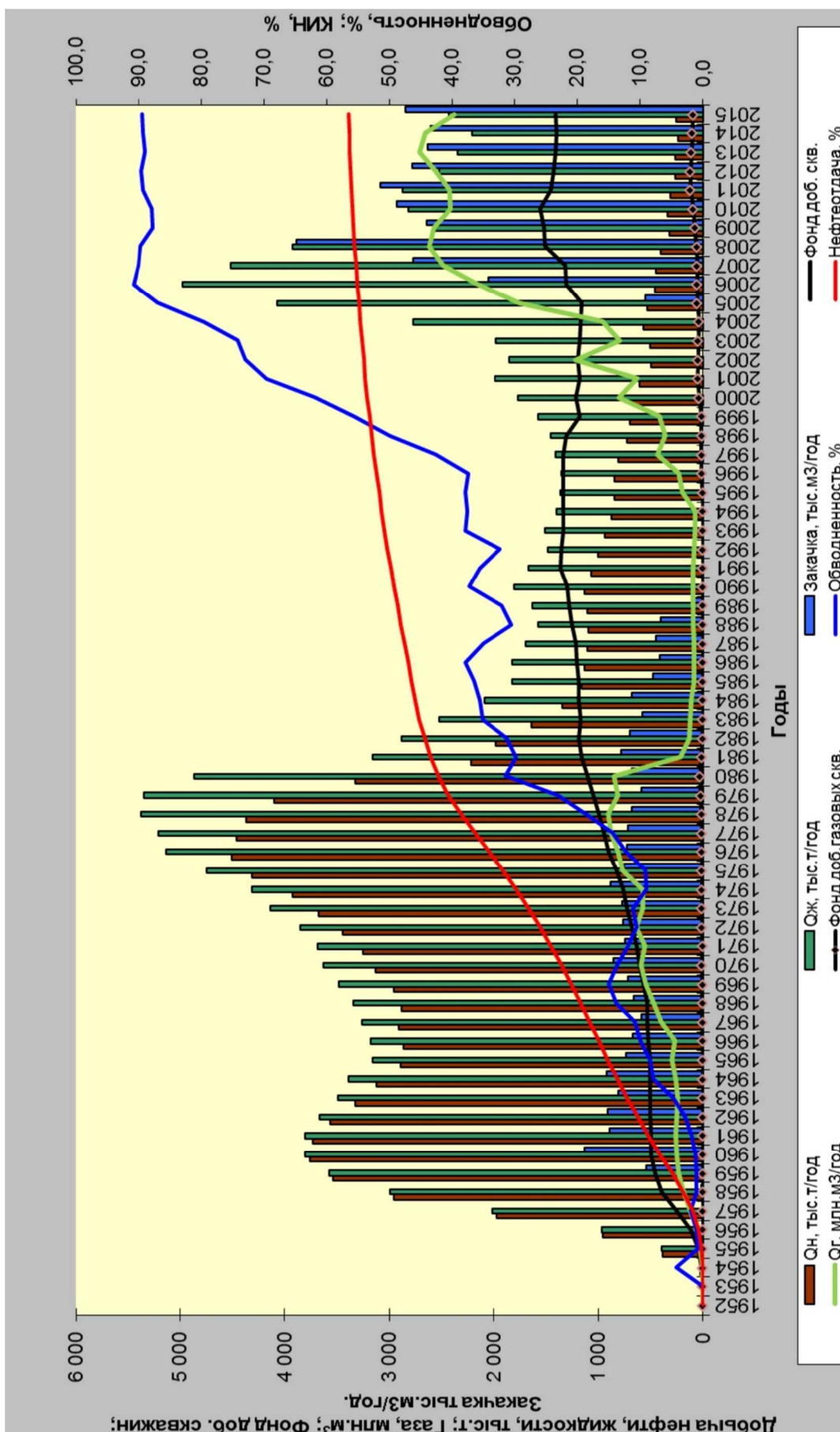


Рисунок 1 – фактические показатели разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Таблица 2 – Основные фактические показатели разработки V горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения

Год	Добыча								Весовая объемная доля, %	Заказка воды, тыс. м ³		Фонд скважин на конец периода			
	нефти, тыс. т		жидкости, тыс. т		растворен. газа, млн. м ³		свободного газа, млн. м ³			текущая	накоп. л.	всего	добыч. .	нагнет. тат.	газов .
	текущая	накоп. л.	текущая	накоп. .	текущая	накоп. л.	текущая	накоп. л.							
1956	52,8	53	53,0	53	4,0	4	0,0	0	0,7	0,0	0	12	12	0	0
1957	202,0	255	207,6	261	16,0	20	0,0	0	2,7	0,0	0	57	53	4	0
1958	372,2	627	380,2	641	31,7	52	0,0	0	2,1	2,8	3	94	86	8	0
1959	376,1	1003	379,3	1020	34,7	86	0,0	0	0,9	340,0	343	100	86	14	0
1960	419,3	1422	426,7	1447	40,4	127	0,0	0	1,7	816,4	1159	112	96	16	0
1961	484,2	1806	489,7	1846	47,5	174	0,0	0	3,1	667,0	1826	117	101	16	0
1962	473,3	2380	502,4	2449	43,4	218	0,0	0	5,8	659,1	2485	118	102	16	0
1963	425,6	2805	485,8	2935	39,1	257	0,0	0	12,4	691,6	3077	120	105	15	0
1964	351,6	3157	429,2	3363	32,3	289	0,0	0	17,9	625,7	3702	118	103	15	0
1965	324,9	3482	401,3	3764	29,8	319	0,0	0	19,0	461,4	4164	115	100	15	0
1966	311,6	3793	433,1	4197	29,9	349	0,0	0	28,1	449,4	4613	116	101	15	0
1967	274,5	4088	418,7	4616	28,8	377	0,0	0	34,4	431,6	5045	115	100	15	0
1968	253,5	4321	424,3	5040	23,1	400	0,0	0	40,3	521,7	5567	116	100	16	0
1969	250,3	4572	471,6	5512	18,5	419	0,0	0	46,9	580,4	6147	119	99	20	0
1970	240,3	4812	451,0	5963	19,8	439	0,0	0	46,7	597,2	6744	116	94	22	0
1971	233,0	5045	420,7	6384	19,1	458	0,0	0	44,6	692,0	7336	113	94	19	0
1972	186,1	5231	385,3	6769	14,9	473	0,0	0	51,7	641,9	7978	111	92	19	0
1973	199,9	5431	429,4	7198	16,0	489	0,0	0	53,4	777,5	8755	107	88	19	0
1974	174,2	5605	357,0	7555	13,9	503	0,0	0	51,2	674,3	9430	100	82	18	0
1975	196,2	5801	348,5	7904	15,7	518	0,0	0	43,7	791,1	10221	94	79	15	0
1976	143,9	5945	317,5	8221	11,5	530	0,0	0	54,7	733,4	10954	86	73	13	0
1977	124,3	6070	297,9	8519	9,9	540	0,0	0	58,3	729,7	11684	85	73	12	0
1978	109,1	6179	282,3	8801	8,7	548	0,0	0	61,3	578,1	12262	81	70	11	0
1979	106,3	6295	241,9	9043	8,5	557	0,0	0	56,0	517,9	12780	73	62	11	0
1980	98,5	6384	240,1	9283	7,9	565	0,0	0	59,0	617,0	13397	74	62	12	0
1981	83,6	6467	248,5	9530	6,5	571	0,0	0	66,1	754,0	14151	72	57	15	0
1982	75,0	6542	226,7	9757	5,9	577	0,0	0	66,9	626,3	14777	69	54	15	0
1983	68,7	6611	215,1	9972	5,5	583	0,0	0	68,0	528,4	15306	66	51	15	0
1984	57,5	6688	176,6	10148	4,6	587	0,0	0	67,4	580,4	15886	60	45	15	0
1985	55,0	6723	163,6	10312	4,4	592	0,0	0	66,4	384,8	16271	55	41	14	0
1986	49,0	6772	160,4	10472	3,9	596	0,0	0	69,5	343,6	16614	57	44	13	0
1987	45,9	6818	157,0	10629	3,7	599	0,0	0	70,7	299,1	16914	55	42	13	0
1988	52,8	6871	160,3	10790	3,9	603	0,0	0	67,1	209,5	17123	58	48	10	0
1989	40,4	6912	143,2	10933	3,4	606	0,0	0	71,8	36,9	17160	54	46	8	0
1990	50,0	6962	165,5	11098	4,0	610	0,0	0	69,8	0,0	17160	41	41	0	0
1991	51,3	7013	154,6	11253	4,0	614	0,0	0	66,8	0,0	17160	48	48	0	0
1992	40,6	7053	103,7	11357	3,1	618	0,0	0	60,8	0,0	17160	45	45	0	0
1993	38,2	7092	112,3	11469	3,0	621	0,0	0	66,0	0,0	17160	39	39	0	0
1994	36,1	7128	103,7	11573	2,9	624	0,0	0	65,2	0,0	17160	41	41	0	0
1995	35,0	7163	94,5	11667	2,8	626	0,0	0	63,0	0,0	17160	38	38	0	0
1996	35,6	7198	84,9	11752	2,8	629	0,0	0	58,1	0,0	17160	37	37	0	0
1997	35,1	7233	88,8	11841	2,9	632	0,0	0	60,4	0,0	17160	34	34	0	0
1998	27,9	7261	84,3	11925	2,3	634	0,0	0	66,8	0,0	17160	27	27	0	0
1999	28,0	7289	85,5	12010	2,3	637	0,0	0	67,3	0,0	17160	29	29	0	0
2000	26,7	7316	78,2	12089	2,2	639	0,0	0	65,9	0,0	17160	29	29	0	0
2001	24,6	7341	79,9	12169	2,0	641	0,0	0	69,2	0,0	17160	28	28	0	0
2002	21,1	7362	71,0	12240	1,7	643	0,0	0	70,3	0,0	17160	27	27	0	0
2003	25,0	7387	77,9	12317	2,0	645	0,0	0	67,9	0,0	17160	26	26	0	0
2004	27,3	7414	84,0	12401	2,2	647	0,0	0	67,4	0,0	17160	26	26	0	0
2005	26,7	7441	78,2	12480	2,2	649	0,0	0	65,9	0,0	17160	25	25	0	0
2006	31,8	7473	106,6	12566	2,7	652	0,0	0	70,2	0,0	17160	27	26	1	0
2007	26,1	7499	113,2	12699	2,0	654	0,0	0	76,9	0,0	17160	19	19	0	0
2008	29,6	7528	101,3	12801	2,1	656	0,0	0	70,7	0,0	17160	19	19	0	0
2009	24,9	7553	91,2	12892	1,9	658	0,0	0	72,7	0,0	17160	19	19	0	0
2010	35,8	7589	162,5	13054	2,1	660	0,0	0	78,1	0,0	17160	28	28	0	0
2011	45,6	7634	175,1	13230	4,2	664	0,0	0	73,9	0,0	17160	28	27	1	0
2012	37,4	7672	145,3	13375	3,2	667	0,0	0	74,3	0,0	17160	29	28	1	0
2013	25,0	7697	97,3	13472	1,9	669	0,0	0	74,4	0,0	17160	22	21	1	0

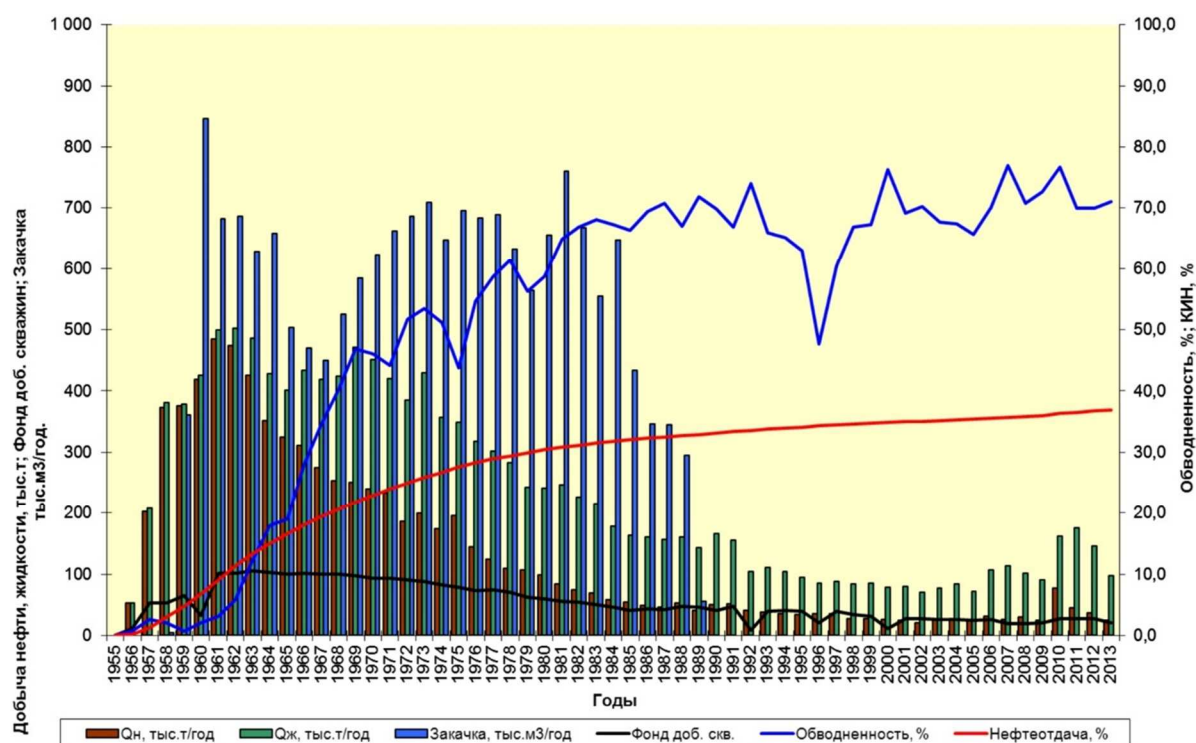


Рисунок 2 – Основные фактические показатели разработки V горизонта

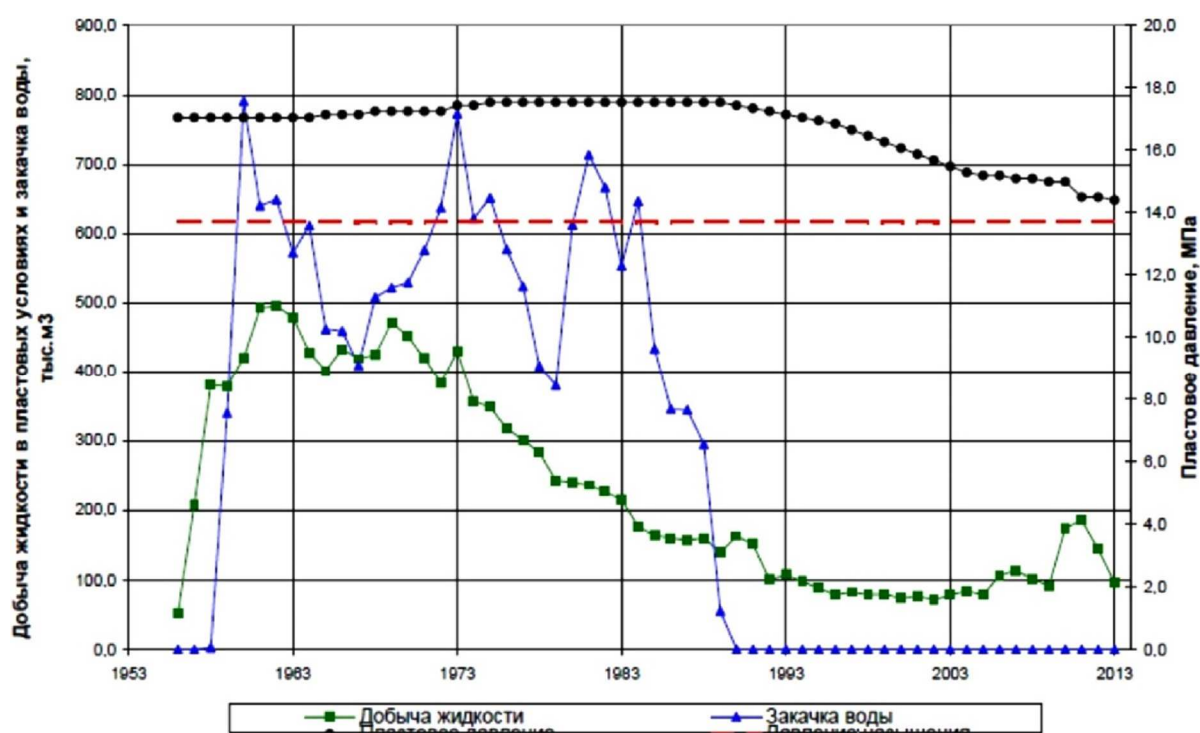


Рисунок 3 – Энергетическое состояние залежи V горизонта

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 нём и бурения новых скважин. Распределение скважин V горизонта по текущим показателям разработки показано на рисунке 4.

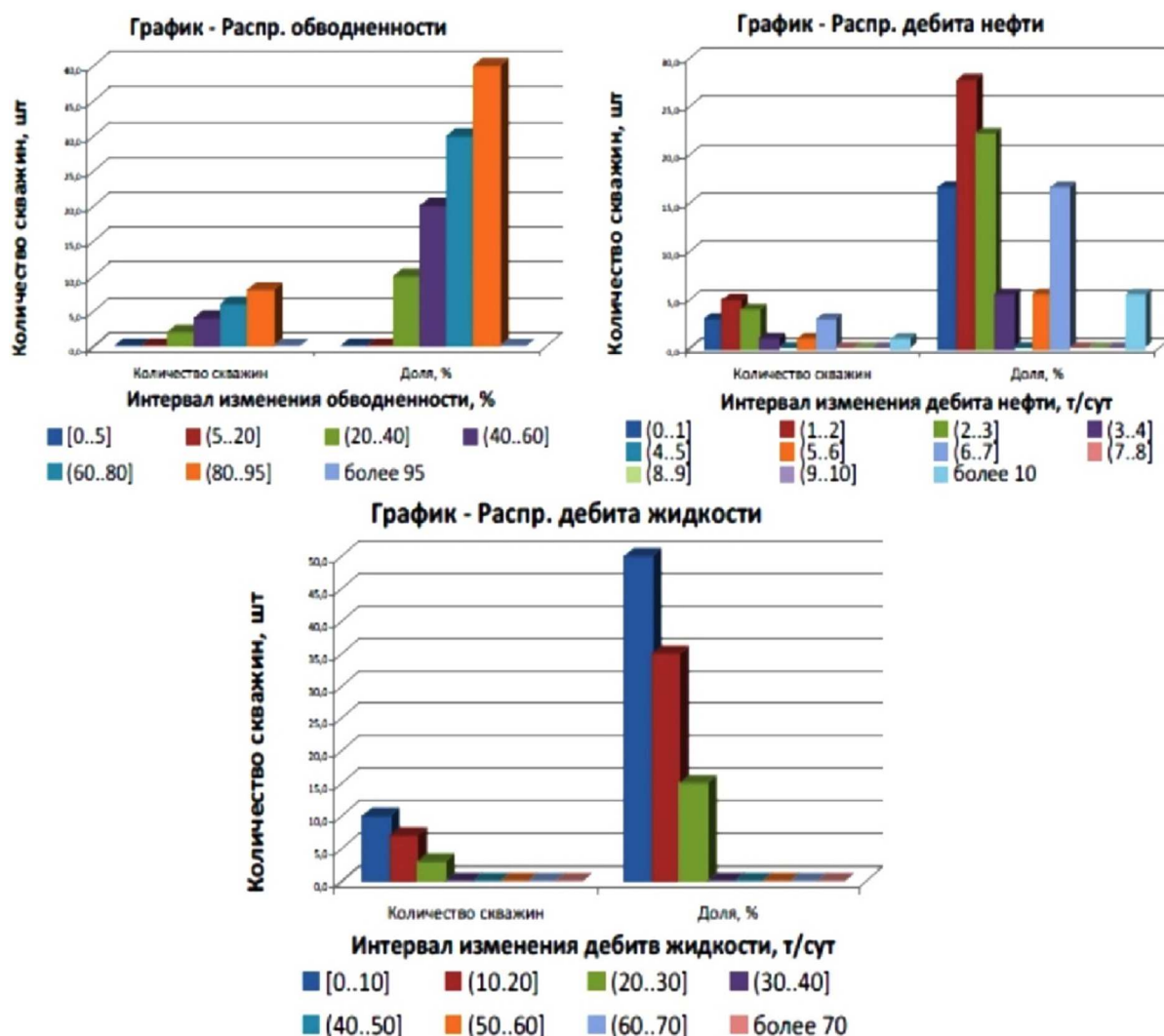


Рисунок 4 – Распределения скважин участка V горизонта по текущим показателям разработки

Нефтяная залежь VI горизонта

Фактические показатели разработки VI горизонта приведены в таблице 3 и на рисунке 5.

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно 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 применение 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, вызванным быстрым обводнением скважин закачиваемой водой.

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 3 – Основные фактические показатели разработки VI горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения

Год	Добыча										Весовая обводн., %	Закачка воды, тыс. м ³		Фонд скважин на конец периода			
	нефти, тыс. т		жидкости, тыс. т		растворен. газа, млн. м ³		свободного газа, млн. м ³		конденсата, тыс. т			тек	нак.	воег о	доб.	напн.	газ.
	тек	нак.	тек	нак.	тек	нак.	тек	нак.	тек	нак.							
1955	12,2	12,2	12,2	12	1,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0	3	3	0	0
1956	80,8	72,9	81,8	74	6,1	7	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0	8	8	0	0
1957	143,4	216,4	142,9	217	12,7	20	0,0	0	0,0	0	0,6	0,0	0	43	43	0	0
1958	251,5	467,8	252,8	470	25,9	46	0,0	0	0,0	0	0,3	24,7	25	76	73	3	0
1959	209,2	677,0	209,2	679	23,7	69	0,0	0	0,0	0	0,2	218,6	243	74	65	9	0
1960	164,0	841,0	162,8	842	20,2	90	0,0	0	0,0	0	0,5	326,4	570	80	68	12	0
1961	159,1	1000,1	159,6	1001	21,0	111	0,0	0	0,0	0	1,5	222,1	792	74	62	12	0
1962	146,2	1146,3	143,5	1145	17,7	128	0,0	0	0,0	0	0,8	254,5	1046	70	58	12	0
1963	135,5	1281,8	136,6	1281	16,3	145	0,0	0	0,0	0	2,1	218,3	1265	70	59	11	0
1964	131,5	1413,3	136,8	1418	15,0	160	0,0	0	0,0	0	4,4	298,2	1563	73	62	11	0
1965	112,7	1526,0	117,6	1536	11,8	171	0,0	0	0,0	0	4,4	274,3	1837	70	59	11	0
1966	94,4	1620,4	99,2	1635	9,5	181	0,0	0	0,0	0	5,5	222,0	2059	67	56	11	0
1967	86,6	1707,0	94,9	1730	8,6	190	0,0	0	0,0	0	8,9	162,0	2221	66	55	11	0
1968	75,6	1782,6	80,0	1810	7,1	197	0,0	0	0,0	0	6,2	159,7	2381	61	50	11	0
1969	58,1	1840,7	63,2	1873	5,1	202	0,0	0	0,0	0	8,8	142,9	2524	59	48	11	0
1970	48,9	1889,6	55,3	1928	4,3	206	0,0	0	0,0	0	12,1	114,2	2638	53	43	10	0
1971	45,6	1935,2	50,1	1978	4,0	210	0,0	0	0,0	0	10,7	71,7	2710	49	42	7	0
1972	42,7	1977,9	47,1	2025	3,7	214	0,0	0	0,0	0	12,0	62,5	2772	46	38	8	0
1973	34,0	2011,9	37,8	2063	2,9	217	0,0	0	0,0	0	12,4	43,5	2816	42	36	6	0
1974	20,2	2032,1	21,1	2084	1,7	218	0,0	0	0,0	0	8,0	76,7	2892	37	30	7	0
1975	17,9	2050,1	18,1	2102	1,6	220	0,0	0	0,0	0	5,6	48,1	2941	35	30	5	0
1976	12,3	2062,4	13,3	2116	1,1	221	0,0	0	0,0	0	9,0	41,3	2982	33	28	5	0
1977	12,0	2074,4	14,7	2130	1,0	222	0,0	0	0,0	0	19,6	27,7	3010	33	28	5	0
1978	16,7	2091,1	21,0	2151	1,3	223	0,0	0	0,0	0	31,3	41,5	3051	34	28	6	0
1979	15,8	2106,9	22,2	2174	1,1	224	0,0	0	0,0	0	30,0	24,1	3075	33	27	6	0
1980	11,6	2118,4	16,6	2190	1,0	225	0,0	0	0,0	0	31,5	19,8	3095	32	26	6	0
1981	9,0	2127,4	11,0	2201	0,7	226	0,0	0	0,0	0	19,4	23,9	3119	32	26	6	0
1982	9,5	2136,9	18,5	2220	0,8	227	0,0	0	0,0	0	49,7	28,8	3148	33	27	6	0
1983	10,0	2146,9	36,1	2256	0,8	228	0,0	0	0,0	0	72,7	22,6	3170	30	24	6	0
1984	24,2	2171,1	37,9	2294	2,0	230	0,0	0	0,0	0	37,2	30,1	3200	61	55	6	0
1985	32,5	2203,6	61,1	2355	2,7	233	0,0	0	0,0	0	47,7	38,4	3239	75	69	6	0
1986	35,9	2239,5	66,8	2422	3,0	236	0,0	0	0,0	0	47,2	67,3	3306	79	70	9	0
1987	31,7	2271,2	60,7	2482	2,5	238	0,0	0	0,0	0	48,6	108,0	3414	75	66	9	0
1988	26,9	2298,1	38,0	2520	2,2	240	0,0	0	0,0	0	30,3	109,8	3524	64	56	8	0
1989	19,9	2318,0	31,7	2552	1,7	242	0,0	0	0,0	0	38,1	34,0	3558	54	46	8	0
1990	18,1	2336,1	26,5	2578	1,5	243	0,0	0	0,0	0	32,9	0,0	3558	39	39	0	0
1991	17,1	2353,2	25,9	2604	1,4	245	0,0	0	0,0	0	34,9	0,0	3558	36	36	0	0
1992	15,8	2369,0	21,1	2625	1,3	246	0,0	0	0,0	0	26,6	0,0	3558	34	34	0	0
1993	13,2	2382,2	20,4	2646	1,1	247	0,0	0	0,0	0	36,3	0,0	3558	30	30	0	0
1994	8,6	2390,8	11,6	2657	0,8	248	0,0	0	0,0	0	26,6	0,0	3558	26	26	0	0
1995	8,0	2398,8	10,1	2667	0,7	249	0,0	0	0,0	0	22,3	0,0	3558	21	21	0	0
1996	10,0	2408,8	11,6	2679	0,9	249	0,0	0	0,0	0	14,5	0,0	3558	21	21	0	0
1997	9,7	2418,5	11,3	2690	3,2	253	0,0	0	0,0	0	14,9	0,0	3558	17	17	0	0
1998	7,9	2426,4	9,1	2699	0,7	253	0,0	0	0,0	0	15,1	0,0	3558	13	13	0	0
1999	6,9	2433,3	8,4	2708	0,6	254	0,0	0	0,0	0	19,1	0,0	3558	14	14	0	0
2000	8,6	2441,9	11,0	2719	0,7	255	0,0	0	0,0	0	23,3	0,0	3558	14	14	0	0
2001	7,9	2449,8	10,8	2730	0,7	255	0,0	0	0,0	0	28,2	0,0	3558	15	15	0	0
2002	7,6	2457,4	9,9	2740	0,6	256	0,0	0	0,0	0	24,0	0,0	3558	15	15	0	0
2003	10,0	2467,4	14,7	2754	0,8	257	0,0	0	0,0	0	30,7	0,0	3558	16	16	0	0
2004	6,4	2473,9	10,3	2765	0,5	257	0,0	0	0,0	0	37,2	0,0	3558	16	16	0	0
2005	4,1	2477,9	6,9	2771	0,4	258	0,0	0	0,0	0	39,0	0,0	3558	14	14	0	0
2006	3,6	2481,5	8,2	2780	0,4	258	0,0	0	0,0	0	52,2	0,0	3558	24	24	0	0
2007	17,5	2499,1	22,8	2802	1,2	259	0,0	0	0,0	0	23,2	0,0	3558	24	24	0	0
2008	13,6	2512,7	18,8	2821	1,0	260	0,0	0	0,0	0	27,7	0,0	3558	24	24	0	0
2009	4,1	2516,8	8,0	2829	0,3	261	0,0	0	0,0	0	48,5	0,0	3558	26	26	0	0
2010	7,4	2524,2	24,8	2854	0,4	261	0,0	0	0,0	0	70,2	0,0	3558	24	24	0	0
2011	9,5	2533,6	27,0	2881	0,9	262	0,0	0	0,0	0	64,8	0,0	3558	19	19	0	0
2012	7,3	2540,9	13,3	2894	1,0	263	0,0	0	0,0	0	45,2	0,0	3558	18	18	0	0
2013	10,4	2551,4	16,9	2911	1,1	264	0,0	0	0,0	0	38,3	0,0	3558	20	20	0	0

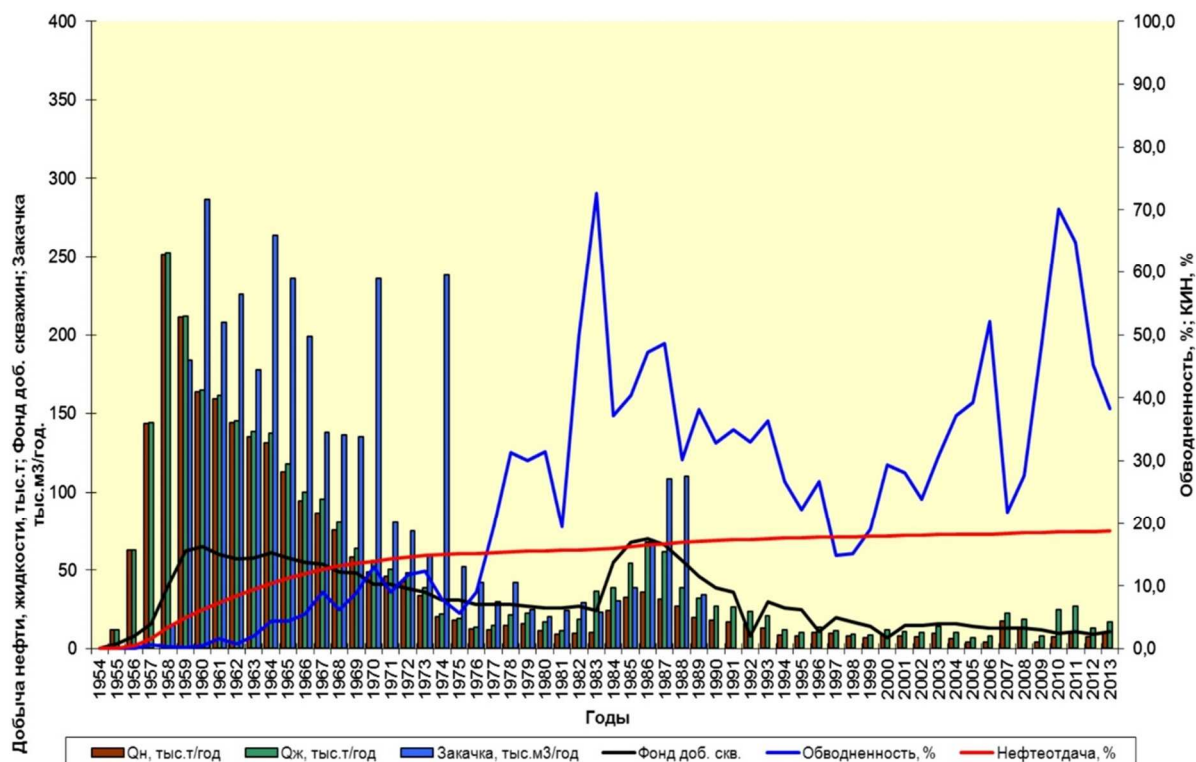


Рисунок 5 – Основные фактические показатели разработки VI горизонта

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.

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 65,7 % и обеспеченностью текущей добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами 79 лет.

Залежь нефти VI горизонта является второй по величине запасов нефти из всех «прочих» подсчётных 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 11 скважин со средним дебитом по нефти 3 тонн/сут.

За 2017 год добыто 10,4 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 62 %, что составляет 0,3 % от начальных извлекаемых запасов и 0,78 % от текущих.

Всего по объекту добыто 2551 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,188. Энергетическое состояние залежи VI горизонта представлено на рисунке 6.

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. Распределения скважин VI горизонта по текущим показателям разработки представлены на рисунке 7.

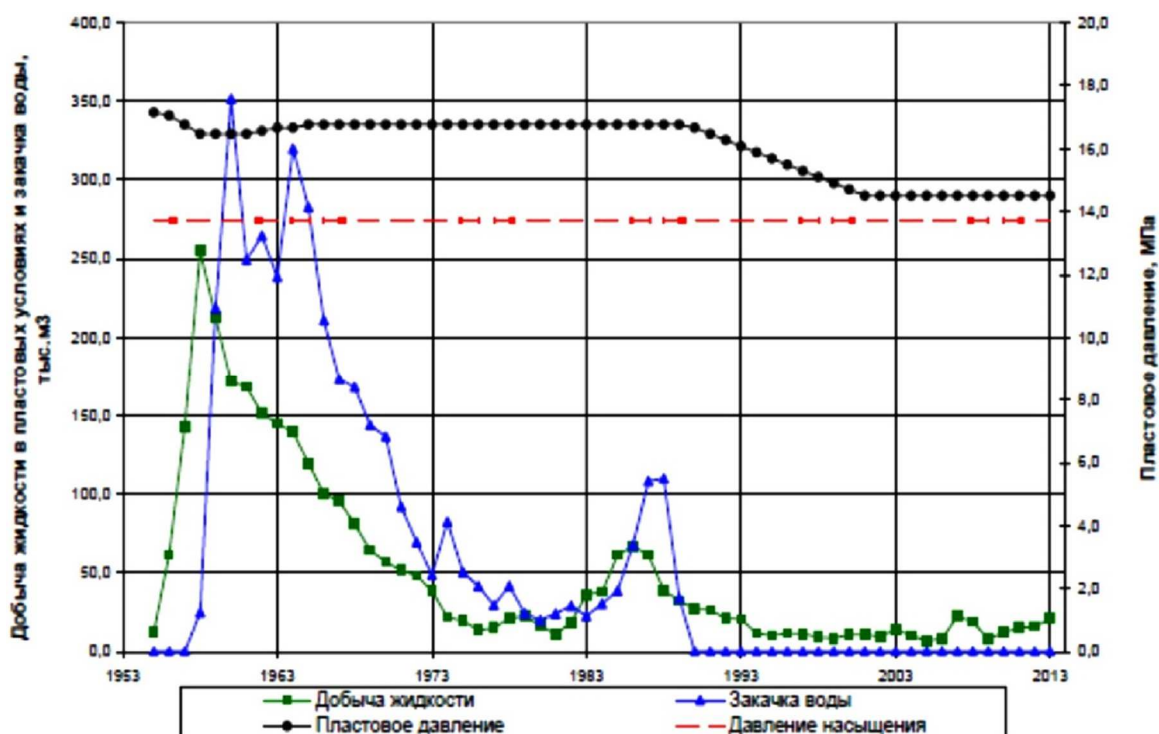


Рисунок 6 – Энергетическое состояние залежи VI горизонта

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.

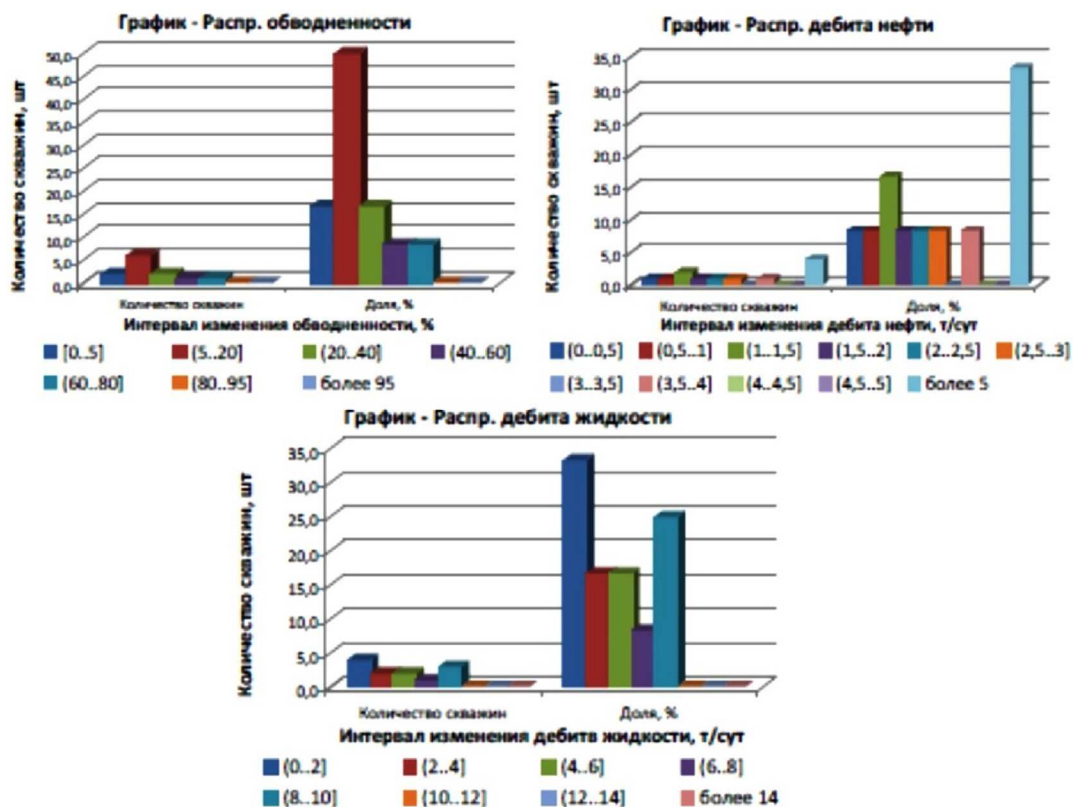


Рисунок 7 – Распределения скважин участка VI горизонта по текущим показателям разработки

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 путём бурения добывающего фонда скважин с обязательным проведением ГРП во всех скважинах.

Обоснование вариантов разработки

Всего по месторождению рассмотрено три укрупнённых варианта разработки.

Первым технологическим вариантом предусматривается продолжение разработки по сложившейся системе. По данному варианту из геолого-технических мероприятий предусмотрен только перенос интервалов перфорации на IV горизонте.

Второй вариант разработки предполагает продолжение реализации утверждённых ЦКР проектных решений с некоторой их корректировкой в связи с изменившимися геологическими представлениями о продуктивных пластах.

В варианте 3 в дополнение к решениям варианта 2 намечены дополнительные мероприятия по интенсификации нефтедобычи и увеличению нефтеотдачи пластов, довыработке слабодренированных запасов, оптимизации системы разработки путём отказа от высокочрезмерных, но технологически малоэффективных мероприятий.

По каждому из выделенных эксплуатационных объектов рассмотрены следующие варианты разработки.

V горизонт

По варианту 1 предусматривается продолжение разработки по сложившейся системе.

Вариант 2 предполагает реализацию решений утверждённого ПТД с бурением новых добывающих скважин. Из 52 предусмотренных проектом скважин, согласно новому геологическому представлению, 3 попали в зону отсутствия коллектора. Поэтому бурится 48 новых добывающих скважин, из которых 10 горизонтальных, 39 с ГРП, а также 3 нагнетательных скважины.

По варианту 3 предполагается оптимизация системы разработки.

В частности, вместо бурения по варианту 2 новых скважин намечен возврат 17 добывающих скважин с проведением в них ГРП, а также проведения ремонтных работ, реперфорация и повторный ввод в работу ранее выведенных из эксплуатации 7 скважин.

Во всех скважинах запланирована оптимизация режимов работы путём целенаправленного изменения фильтрационных потоков.

VI горизонт

По варианту 1 предусматривается продолжение разработки по сложившейся системе.

Вариант 2 предполагает реализацию решений утверждённого ПТД с бурением новых добывающих скважин. Из 26 предусмотренных проектом скважин, согласно новому геологическому представлению, 1 попала в зону отсутствия коллектора. Поэтому бурится 25 новых добывающих скважин, из которых 10 горизонтальных, 15 с ГРП, а также 20 нагнетательных скважин.

По варианту 3 предполагается оптимизация системы разработки.

В частности, вместо намеченных вариантом 2 бурения 25 новых скважин предусмотрен возврат 29 добывающих скважин. Во всех скважинах проводится ГРП. В качестве геолого-технических мероприятий также осуществляется реперфорация, обработки ПЗП, оптимизация режимов работы скважин с направленным изменением фильтрационных потоков.

Динамика добычи нефти и КИН по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения показана на рисунке 8, динамика технологических показателей по варианту 3 разработки приведена на рисунке 9.

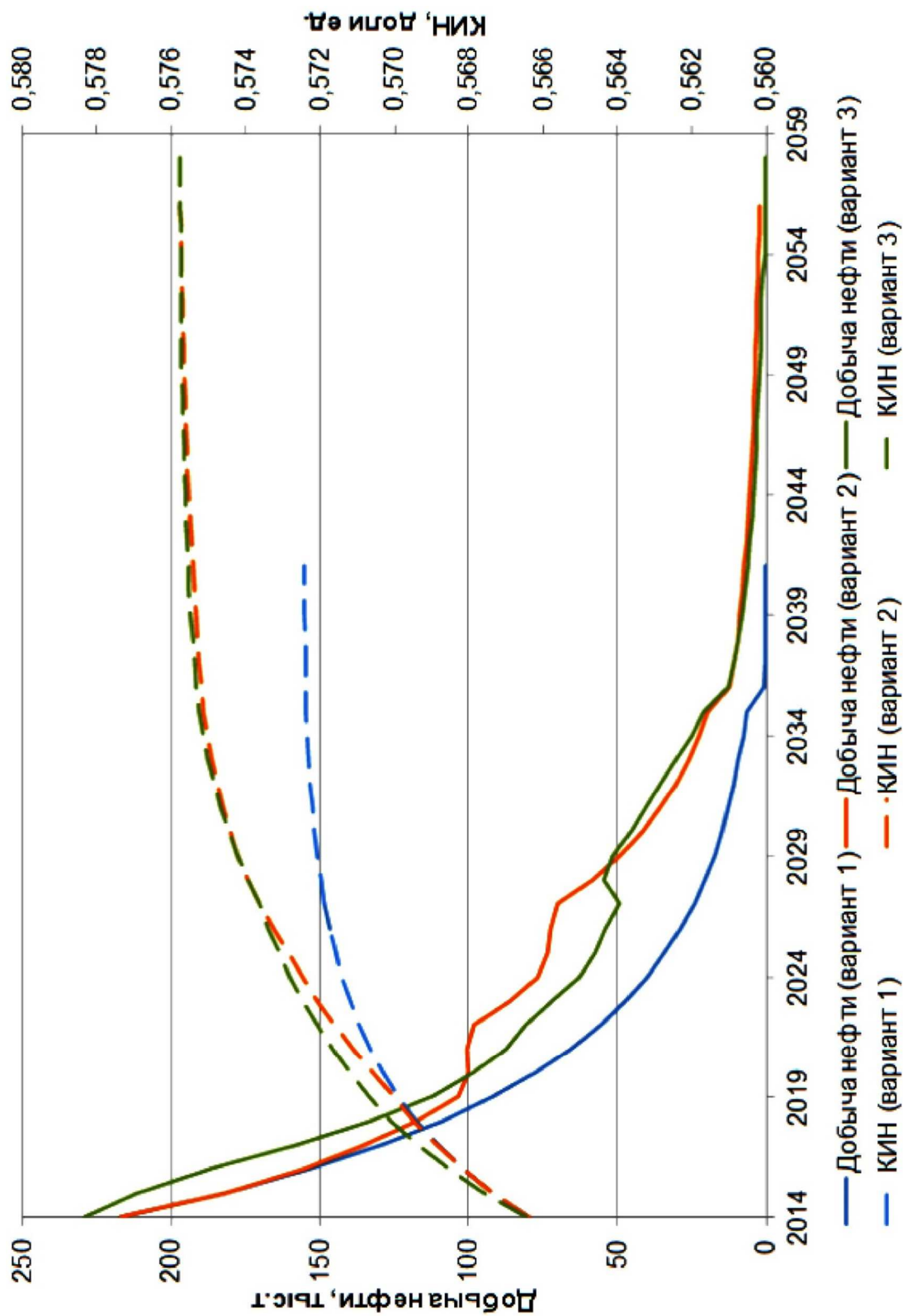


Рисунок 8 – Динамика добычи нефти и КИН по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

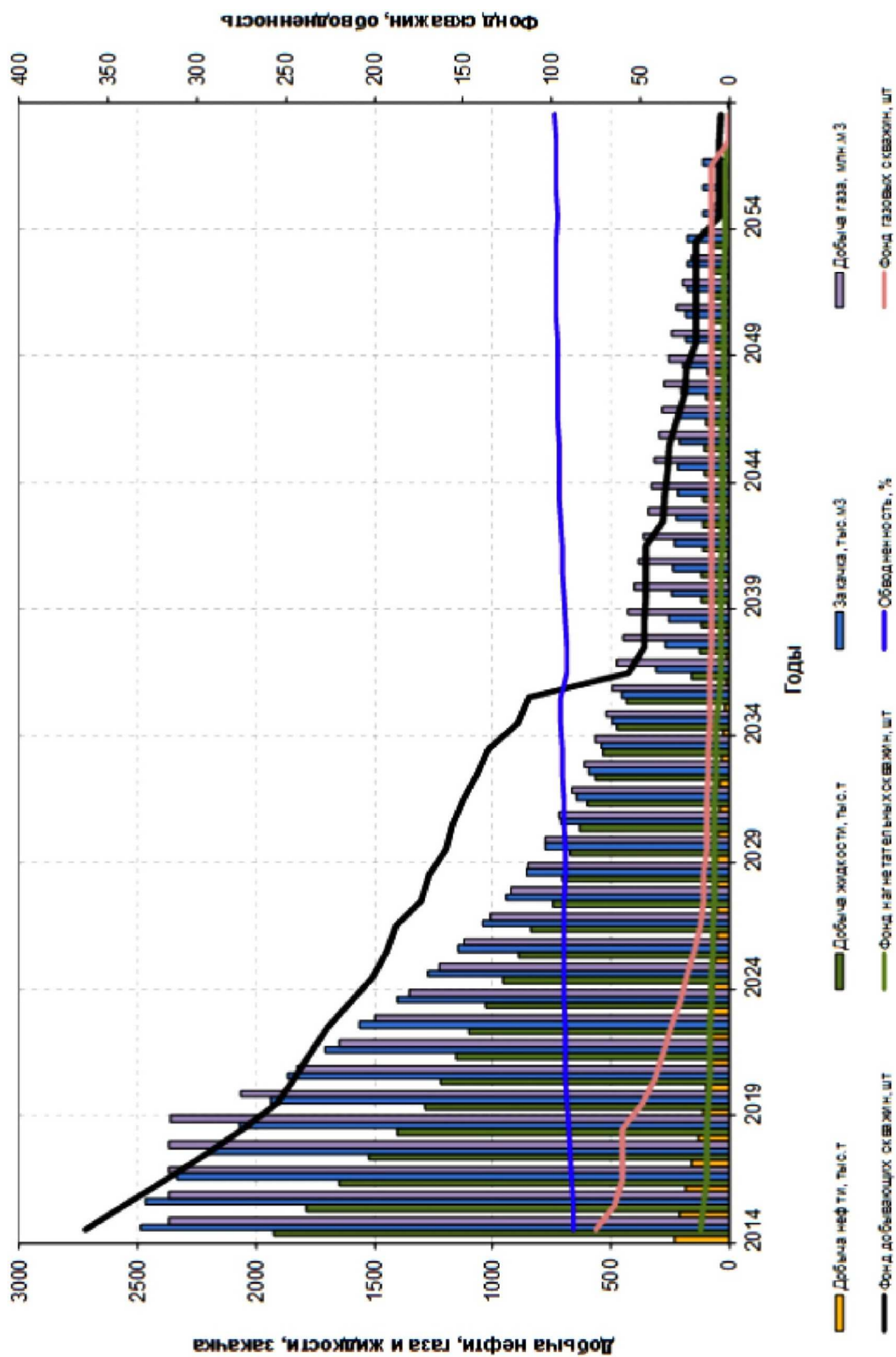


Рисунок 9 – Динамика технологических показателей по варианту 3 разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Технико-экономический анализ вариантов разработки

Сопоставление основных экономических показателей по вариантам разработки объектов и месторождения в целом приведено в таблице 4. Разработка Анастасиевско-Троицкого месторождения рентабельна по всем рассмотренным вариантам в целом по месторождению.

Таблица 4 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Показатели	V горизонт		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3*
1	2	3	4
Завершение			
рентабельного периода	2019	2019	2019
проектного периода	2026	2056	2053
Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	62	62	62
проектный срок	90	421	252
Остаточные извлекаемые запасы конденсата на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	0	0	0
проектный срок	0	0	0
Остаточные извлекаемые запасы растворённого газа на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	5	5	5
проектный срок	8	37	22
Остаточные извлекаемые запасы свободного газа и газа газовых шапок на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	0	0	0
проектный срок	0	0	0
Фонд скважин, всего, добывающих / нагнетательных	20	69/3	37
в том числе			
из бурения	–	49/3	–
вертикальных скважин	–	39/3	–
горизонтальных скважин	–	10	–
зарезка боковых стволов	–	–	–
возвратный фонд	–	–	17
Средний дебит нефти, тонн/сут.			
начальный	3,2	3,2	3,2
конечный	0,3	0,2	0,3
Обводнённость, %			
рентабельный срок	86,9	86,9	86,9
проектный срок	98,0	98,0	98,0
Капитальные вложения, млн руб.			
рентабельный срок	24	24	24
проектный срок	66	5 167	397
Эксплуатационные затраты, млн руб.			
рентабельный срок	563	563	562
проектный срок	1 174	11 446	4 045
Себестоимость, руб./т			
рентабельный срок	8 524	8 524	8 515
проектный срок	12 193	25 420	15 007
Чистый дисконтированный доход ($K_{диск} = 0,1$), млн руб.			
рентабельный срок	144	144	144
проектный срок	62	-2524	-131
Доход государства, млн руб.			
рентабельный срок	432	432	432
проектный срок	554	1357	849
КИН, доли ед.			
рентабельный срок (эконом.)	0,360	0,360	0,360
проектный срок (технолог.)	0,361	0,377	0,369
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,06	0,48	0,93
Период окупаемости, лет	в год вложения	не окупаются	не окупаются

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
Завершение			
рентабельного периода	2023	2024	2035
проектного периода	2048	2048	2058
Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	81	85	258
проектный срок	115	236	306
Остаточные извлекаемые запасы конденсата на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	0	0	0
проектный срок	0	0	0
Остаточные извлекаемые запасы растворённого газа на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	8	9	26
проектный срок	12	24	30
Остаточные извлекаемые запасы свободного газа и газа газовых шапок на 01.01.2017 г.			
рентабельный срок	0	0	0
проектный срок	0	0	0
Фонд скважин, всего, добывающих / нагнетательных	13	38/20	41
в том числе			
из бурения	–	25/20	–
вертикальных скважин	–	15/20	–
горизонтальных скважин	–	10	–
зарезка боковых стволов	–	–	–
возвратный фонд	–	–	28
Средний дебит нефти, тонн/сут.			
начальный	3,2	3,2	3,2
конечный	0,1	0,1	0,1
Обводнённость, %			
рентабельный срок	74,7	77,2	80,1
проектный срок	98,0	98,0	98,2
Капитальные вложения, млн руб.			
рентабельный срок	41	45	235
проектный срок	134	4 436	371
Эксплуатационные затраты, млн руб.			
рентабельный срок	748	791	2 424
проектный срок	1 474	6 929	3 499
Себестоимость, руб./т			
рентабельный срок	8 551	8 621	8 701
проектный срок	11851	27138	10581
Чистый дисконтированный доход ($K_{диск} = 0,1$), млн руб.			
рентабельный срок	178	179	221
проектный срок	137	–1260	189
Доход государства, млн руб.			
рентабельный срок	463	474	756
проектный срок	524	890	788
КИН, доли ед.			
рентабельный срок (эконом.)	0,266	0,266	0,284
проектный срок (технолог.)	0,269	0,282	0,289
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,14	0,55	1,13
Период окупаемости, лет	в год вложения	не окупаются	в год вложения

При реализации варианта 1 добыча нефти и конденсата за проектный срок составит 1747 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 26116 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 31668 млн руб.

При реализации мероприятий, предложенных в варианте 2, добыча нефти и конденсата увеличится до 2379 тыс. тонн, дисконтированный доход недропользователя снизится до 21338 млн руб., доход государства увеличится до 33149 млн руб.

При реализации варианта 3 добыча нефти и конденсата за проектный срок составит 2361 тыс. тонн. Дисконтированный доход (при ставке дисконта 10 %) недропользователя составит 26147 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 33791 млн руб.

Вышесказанное позволяет рекомендовать к реализации вариант 3 разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения, при реализации которого достигается ранее утверждённые значения КИН при высоких доходах как недропользователя, так и государства.

Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

За расчётный срок по варианту 3 разработки в целом по месторождению будет добыто 2361 тыс. тонн нефти и газового конденсата, 35,36 млрд м³ природного и попутного газа.

Для разработки месторождения потребуется 7346 млн руб. (без НДС) капитальных вложений.

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, составят 58008 млн. руб., в т.ч.:

- 22002 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 2098 млн руб. – затраты на проведение ГТМ;
- 20355 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 13355 млн руб. – амортизационные отчисления.

Чистый доход от реализации нефти и газа составит 58268 млн руб., чистый дисконтированный доход (при ставке дисконта 10 %) 26147 млн руб. Индекс доходности затрат 1,50. В бюджет поступит с учётом дисконта 33791 млн руб. (ЧДДб).

При изменении нормы дисконта до 0,15 показатели эффективности составят:

- ЧДД 20481 млн руб.;
- ИДДз 1,46 доли ед.;
- дисконтированный доход государства 27988 млн руб.

Анализ расчётных величин КИН

Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения и коэффициентов извлечения, полученных для рассмотренных вариантов разработки, приведено в таблице 5. Там же приводятся значения составляющих КИН: коэффициентов охвата и вытеснения.

Таблица 5 – Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Объект эксплуатации	Категория запасов	Вариант разработки	Коэффициент охвата	Коэффициент вытеснения	КИН
IV (ВПГЧ / ОПЧ)	A	1	0,240/0,847	0,525/0,830	0,633
		2	0,254/0,847	0,525/0,830	0,634
		3	0,240/0,847	0,525/0,830	0,633
IVa	A	1	0,439	0,469	0,206
		2	0,454	0,469	0,213
		3	0,490	0,469	0,230
V	A	1	0,700	0,516	0,361
		2	0,730	0,516	0,377
		3	0,715	0,516	0,369
VI	A+B ₁ +B ₂	1	0,576	0,467	0,269
		2	0,604	0,467	0,282
		3	0,618	0,467	0,289
VIa	A	1	0,839	0,513	0,431
		2	0,854	0,513	0,438
		3	0,958	0,513	0,492

Для обоснования значения КИН были выполнены расчёты по всем объектам разработки. Предложены варианты, позволяющие обеспечить достаточно полный отбор извлекаемых запасов.

Первый вариант разработки по всем объектам предполагает продолжение разработки по существующей системе. На IV горизонте осуществляется перенос интервалов перфорации по мере подъёма нефтяного слоя, на прочих объектах мероприятия не предусматриваются. Второй вариант предполагает реализацию не выполненных ранее мероприятий утверждённого проектного документа с бурением 100 добывающих, 23 нагнетательных и 6 горизонтальных газовых скважин. Третий вариант оптимизирует мероприятия варианта 2, а также предусматривает выполнение дополнительных мероприятий, в том числе направленных на выработку запасов не рассмотренного в ПТД объекта и двух вновь выявленных залежей.

Реализация третьего варианта разработки позволит по сравнению с вариантом 1 нарастить добычу по всем горизонтам, а также полностью отобрать запасы свободного газа.

Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН

В таблице 6 приведены расчётные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа в целом по месторождению, по вариантам разработки эксплуатационных объектов.

Таблица 6 – Расчётные извлекаемые запасы нефти, растворённого газа и КИН по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Вариант	Эксплуатационный объект	Геологические запасы			Извлекаемые запасы			Коэффициент извлечения нефти
		нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м ³	ценных компонентов	нефти тыс. тонн	растворённого газа, млн м ³	ценных компонентов	
1	V	21431	1860	–	7741	672	–	0,361
2	V	21431	1860	–	8072	701	–	0,377
3	V	21431	1860	–	7903	686	–	0,369
1	VI	10027	1024	–	2702	276	–	0,269
2	VI	10027	1024	–	2823	288	–	0,282
3	VI	10027	1024	–	2893	294	–	0,289

Третий вариант разработки позволяет достичь наиболее высоких значений КИН и КИГ при положительных экономических показателях, поэтому извлекаемые запасы, рассчитанные по этому варианту, рекомендуются к утверждению.

Рекомендуемые к утверждению извлекаемые запасы нефти составляют в целом по месторождению 108979 тыс. тонн. При этом достигается КИН 0,576.

Накопленная добыча нефти по месторождению на 01.01.2017 г. составляет 106991 тыс. тонн, остаточные извлекаемые запасы нефти – 1988 тыс. тонн. Накопленная добыча свободного газа – 6001 млн м³, остаточные извлекаемые запасы – 470 млн м³. Накопленная добыча газа газовой шапки – 34738 млн м³, остаточные извлекаемые запасы – 34745 млн м³. Накопленная добыча конденсата – 377 тыс. тонн, остаточные извлекаемые запасы – 373 тыс. тонн.

Анализ выработки запасов

Нефтяная залежь V горизонта

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти V горизонта выполнен по характеристикам вытеснения (рис. 10–12).

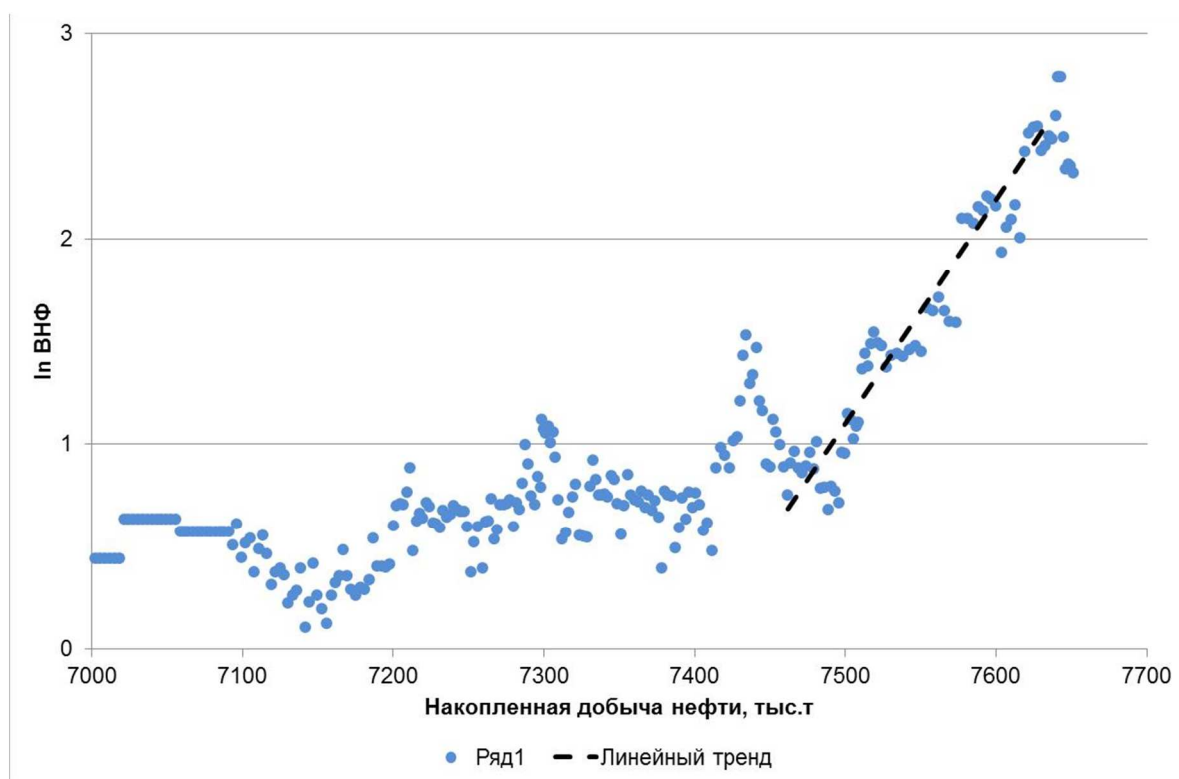


Рисунок 10 – Зависимость ln (ВНФ) от накопленной добычи нефти по V горизонту

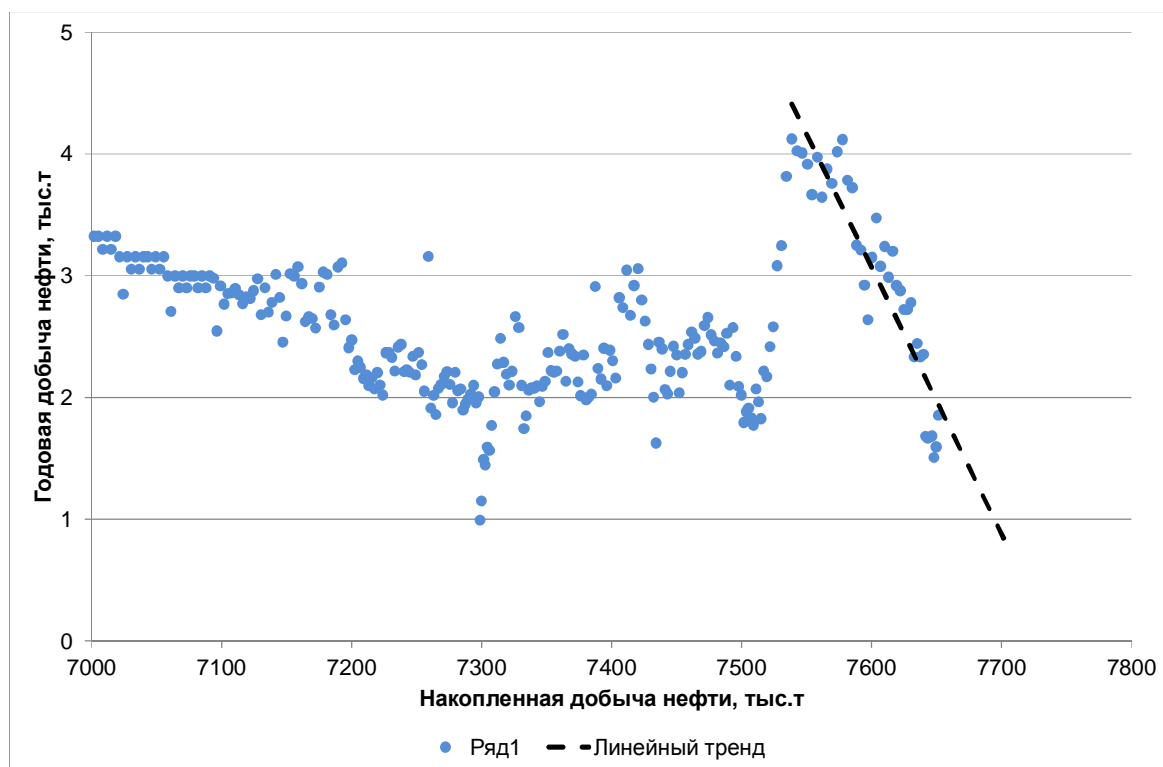


Рисунок 11 – Зависимость годовой добычи нефти от накопленной по V горизонту

Объём начальных извлекаемых запасов V горизонта, рассчитанный по характеристикам вытеснения, составляет 7755, 7740 и 7728 тыс. тонн соответственно. Средняя величина начальных извлекаемых запасов равна 7741 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 7651 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 90 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,361. Данный КИН достигается по существующей системе разработки, и он меньше утверждённого ранее на 0,012.

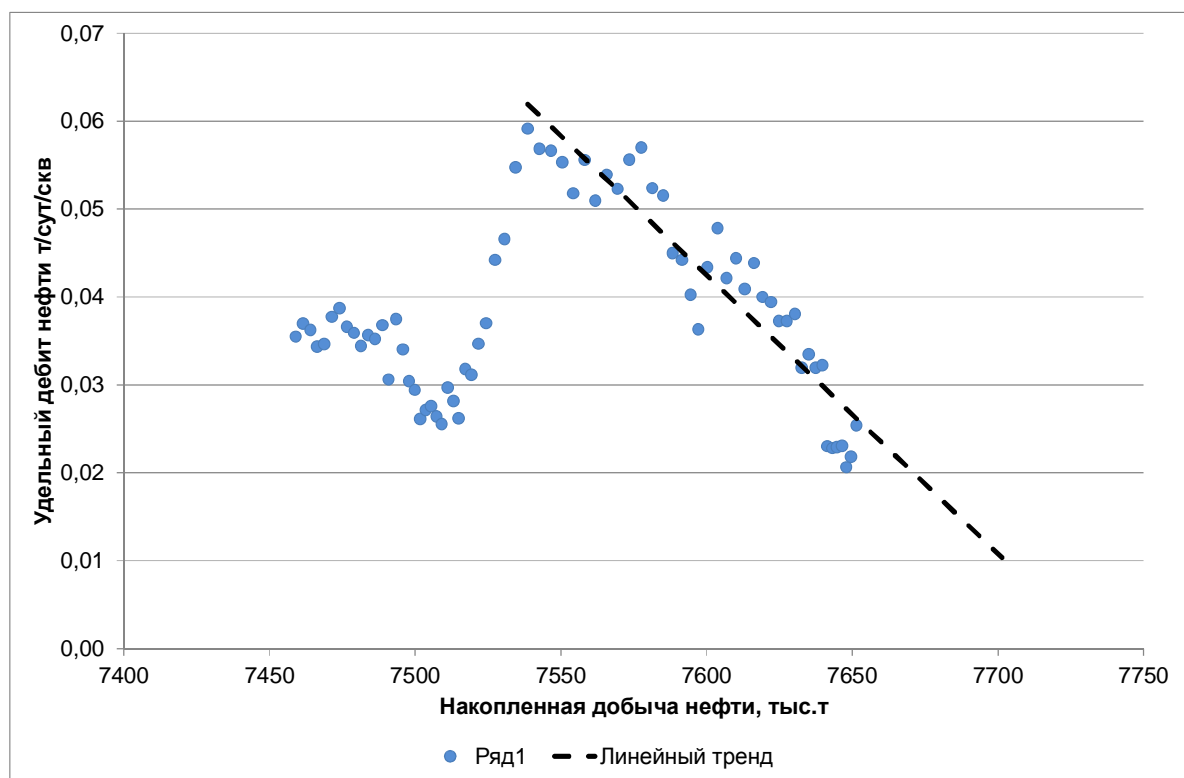


Рисунок 12 – Зависимость удельного дебита нефти от накопленной добычи нефти по V горизонту

Нефтяная залежь VI горизонта

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти VI горизонта выполнен по характеристикам вытеснения (рис. 13–15).

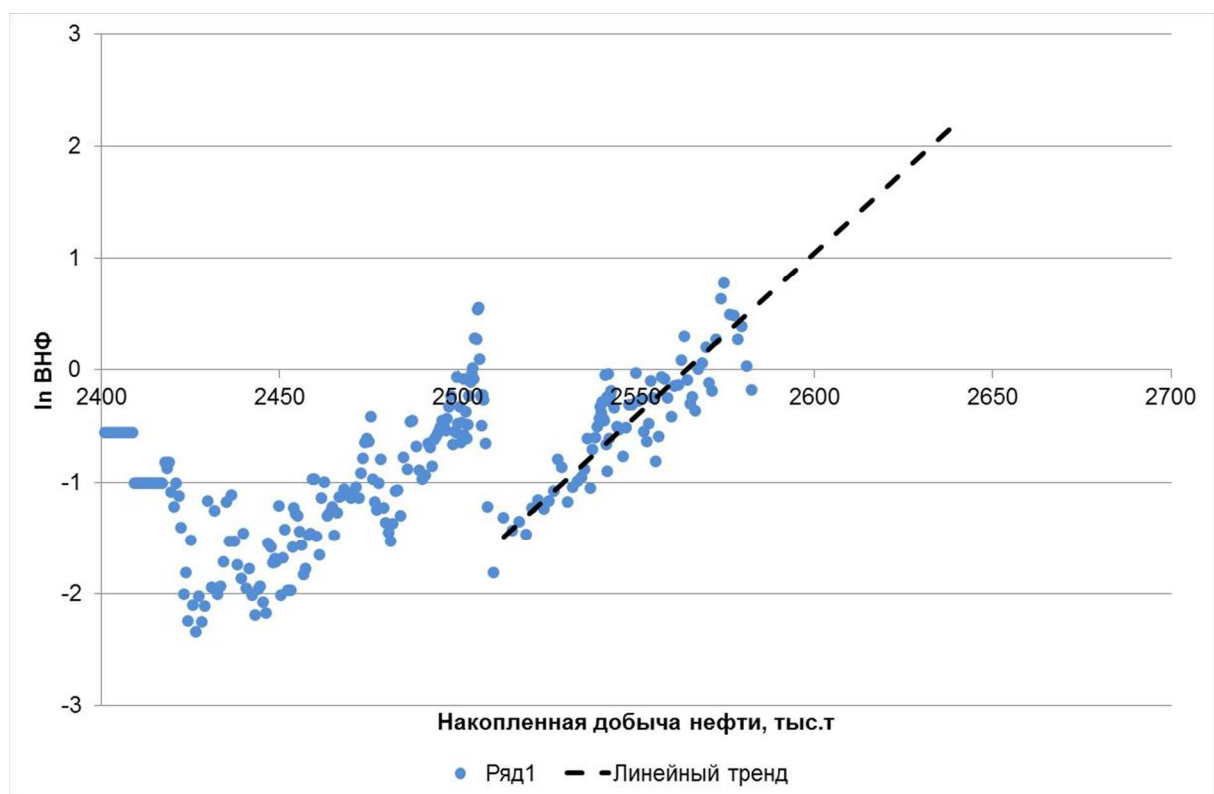


Рисунок 13 – Зависимость ln (ВНФ) от накопленной добычи нефти по VI горизонту

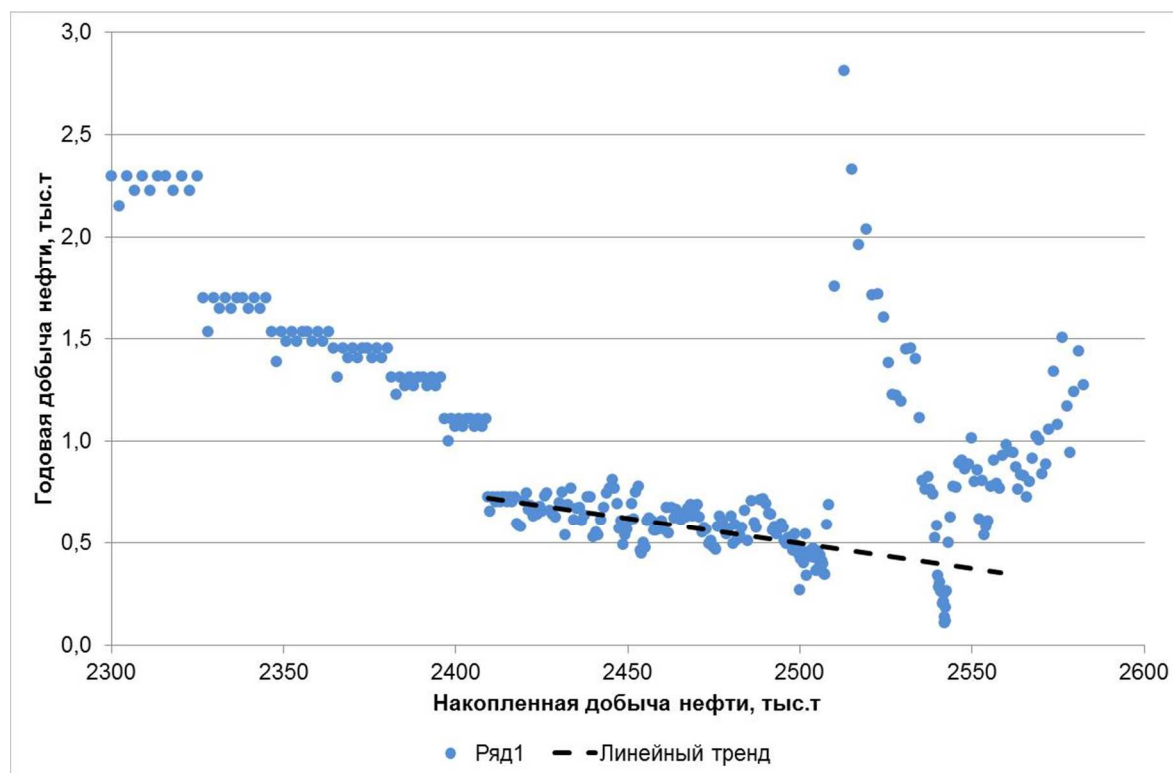


Рисунок 14 – Зависимость годовой добычи нефти от накопленной по VI горизонту

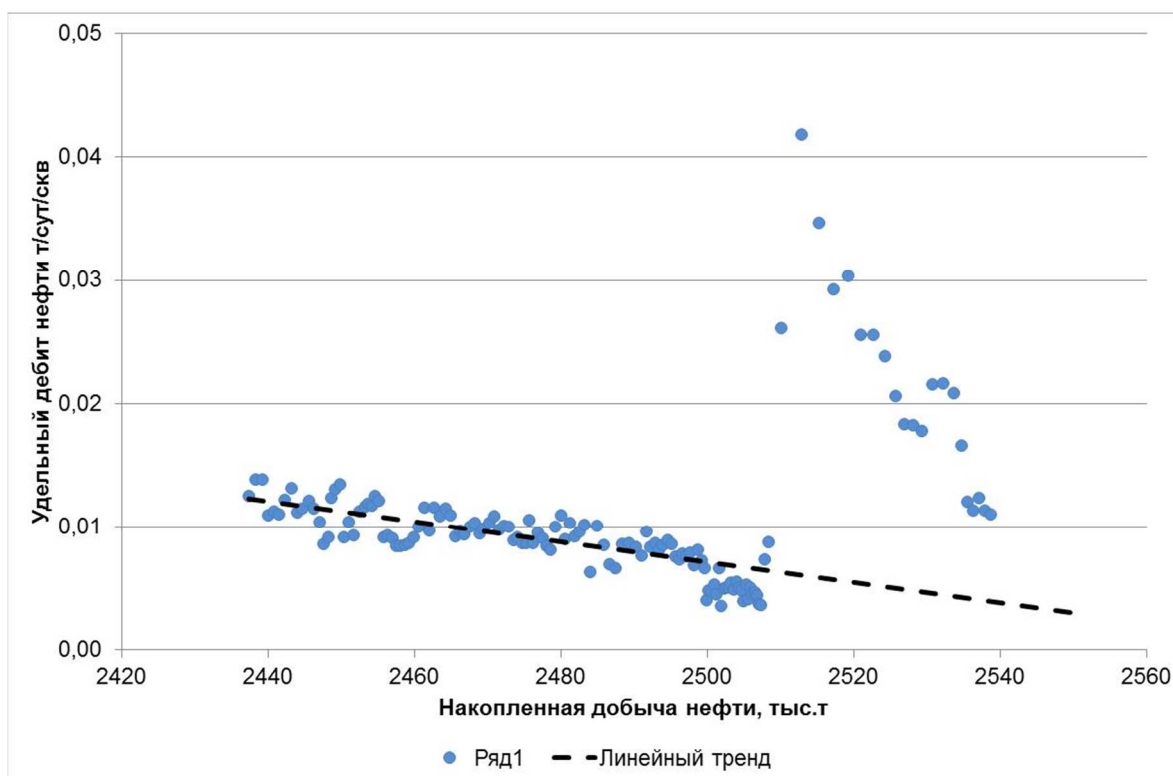


Рисунок 15 – Зависимость удельного дебита нефти от накопленной добычи нефти по VI горизонту

Объем начальных извлекаемых запасов VI горизонта, рассчитанный по характеристикам вытеснения, составляет 2698, 2646 и 2682 тыс. тонн соответственно. Средняя величина начальных извлекаемых запасов равна 2675 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 2587 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 88 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,284. Данный КИН достигается по существующей системе разработки, и он меньше утверждённого ранее на 0,001.

Заключение

В статье приведены сведения об общей характеристике Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения, анализ текущего состояния разработки, анализ выработки запасов, обоснование вариантов разработки и технико-экономический анализ, а также анализ расчётных величин КИН.

Технологические варианты разработки залежей углеводородов продуктивных горизонтов сформированы с учётом сложившихся условий разработки, распределения остаточных запасов нефти и газа в каждом из горизонтов при условии рационального использования имеющегося эксплуатационного фонда скважин по месторождению.

Для наиболее полного извлечения остаточных запасов нефти (подвижных, извлекаемых) по каждому объекту намечены геолого-технологические мероприятия, направленные на получение наибольшей эффективности процесса разработки по каждой залежи и по каждому эксплуатационному объекту.

Основными видами геолого-технических мероприятий, которые предполагается выполнить в течение прогнозного периода разработки месторождения, являются:

- вывод добывающих и нагнетательных скважин из бездействия и простоя;
- перевод скважин на другой объект при условии выполнения ими технологических задач на основном объекте;
- эксплуатационное бурение по всем «прочим» эксплуатационным объектам;
- бурение новых горизонтальных газовых скважин;
- по нефтяным объектам в зонах с ухудшенными характеристиками целесообразно будет применение гидроразрыва пласта. Положительные результаты, полученные на месторождении, позволяют рассчитывать на увеличение продуктивности скважин при применении ГРП.

Применение перечисленных выше мероприятий позволяет существенно повысить эффективность процесса извлечения нефти и обеспечить достижение коэффициентов нефтеотдачи по каждой залежи продуктивных горизонтов.

Литература

1. Савченко А.П. Проект доразработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. – 2002.
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 : Сполом, 2018. – 476 с.
7. 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.
8. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 13–16.

13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Экологический мониторинг скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения в условиях интенсивного пескопроявления // 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. 32–34.
15. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Характеристика состояния и принципы вариативной технологии заканчивания на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 11 (190). – С. 28–36.
16. Борзов М.И. Выбор способа эксплуатации нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 58–79.
17. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 47–50.
18. Глебова Л.В., Лобова Е.М. Уникальные свойства нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Геология, география и глобальная энергия, 2017. – № 4 (67). – С. 48–52.
19. Дембицкий С.И., Катышева М.Д., Ярметов В.Е. О достоверности оценки начальной нефтенасыщенности продуктивных коллекторов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 17–21.
20. Жихор П.С. [и др.]. Применение некоторых методов факторного анализа для совершенствования технологии крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 1 (57). – С. 86–91.
21. Журавский В.В., Сергеев В.Л. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на основе метода интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 116–118.
22. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // 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. 170–172.
23. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
24. Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А. Комплексный подход для повышения эффективности освоения остаточных запасов нефти на примере уточнённой геологической модели Анастасиевско-Троицкого месторождения (Россия) // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 1–2. – С. 20–25.
25. Морозов Р.В. Технология ликвидации нефтяных и газовых фонтанов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 115–143.
26. Пахляян И.А., Аладьев А.П., Нитовкин Д.В. Использование кавитационных устройств для реализации технологии по удалению глинисто-песчаных пробок с забоев скважин на примере скважины № 167 Анастасиевско-Троицкого месторождения : Научный потенциал вуза – производству и образованию / сборник статей по материалам XIII Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 140–148.
27. Пухарев М.Т., Коноплёв Ю.В. Геофизические критерии оценки межфлюидных контактов в нефтегазовых пластах (на примере IV-го горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Современные территориальные исследования. – 2018. – С. 7–10.
28. Савенок О.В., Бондаренко В.А. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.

29. Спичак П.А., Чебанова Е.Ф. Охрана поверхностных и подземных вод на территории Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения // Сборник статей по материалам X Всероссийской конференции молодых учёных, посвящённой 120-летию И.С. Косенко «Научное обеспечение агропромышленного комплекса». – 2017. – С. 1154–1155.
30. Хохлова Н.Ю. Анализ работы фонтанирующей скважины на Анастасиевско-Троицком месторождении // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 2. – № 1–1 (8). – С. 59–61.
31. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути её решения : 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. 94–96.
32. Шнурман И.Г. Особенности формирования зоны проникновения высокопористых коллекторов (на примере Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 12. – С. 5–8.

References

1. Savchenko A.P. Project of additional development of oil and gas deposit of Anastasievsko-Troitskoye field IV horizon. – 2002.
2. 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.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 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. 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.
8. 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.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of oil and gas bearing prospects of pont-meotic deposits of the Coastal group of fields on the northern side of the West Kuban pro-bend // 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. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas deposits. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 13–16.
13. Berezovsky D.A. [et al]. Development of the physicochemical models and methods of the reservoir rocks state prediction // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Ecological monitoring of wells of the IV Anastasievsko-Troitskoye oilfield horizon in conditions of intensive sand show // Collection of reports of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for young people «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 32–34.
15. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Characteristics of a condition and principles of variation technology of completion on Anastasievsko-Troitskoe oilfield // Oil. Gas. Novatsii. – 2014. – № 11 (190). – P. 28–36.
16. Borzov, M.I. Choice of a way of oil exploitation of the IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing house – South, 2019. – № 1. – P. 58–79.
17. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of oil and gas saturation coefficient of reservoir collectors // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical

- Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 47–50.
18. Glebova L.V., Lobova E.M. Unique properties of oil of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // *Geology, geography and global energy*, 2017. – № 4 (67). – P. 48–52.
 19. Dembitskiy S.I., Katysheva M.D., Yarmetov V.E. About reliability of an initial oil saturation estimation of the productive reservoirs at Anastasievsko-Troitskoye oilfield // *Nefteprofislovnnoe delost.* – 2013. – № 8. – P. 17–21.
 20. Zhihor P.S. [et al.]. Application of some factor analysis methods for improvement of technology of well bottomhole zone fixing of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // *Science and technology in gas industry.* – 2014. – № 1 (57). – P. 86–91.
 21. Zhuravskiy V.V., Sergeev V.L. Estimation of the recoverable reserves of the gas and gas-condensate fields on the basis of the integrated models method // *Izvestia of Tomsk Polytechnic University.* – 2013. – Т. 322. – № 1. – P. 116–118.
 22. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well flow rates // *Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. Dr.* – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
 23. Kurenkov V.V. Construction of a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyn-Gapurovskoye field // *Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. by Dr. T.N., Prof. O.V. Savenok.* – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.
 24. Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A. Complex approach to increase the efficiency of the residual oil reserves development on the example of the refined geological model of Anastasievsko-Troitskoe field // *Territory Neftegaz.* – 2018. – № 1–2. – P. 20–25.
 25. Morozov, R.V. Technology of the oil and gas fountains liquidation at Anastasievsko-Troitskiy field // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin).* – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 115–143.
 26. Pakhlyan I.A., Aladyev A.P., Nitovkin D.V. The use of cavitation devices for the implementation of technology for the removal of clay and sand plugs from the borehole bottoms on the example of well № 167 Anastasievsko-Troitskogo field: Scientific potential of the university – production and education / collection of articles on the materials of the XIII All-Russian Scientific Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University. – Krasnodar : FSBEI VO «Kuban State Technological University», 2018. – P. 140–148.
 27. Pukharev M.T., Konoplev Yu.V. Geophysical criteria for estimation of the interfluid contacts in oil and gas formations (on the example of IV-th horizon of Anastasievsko-Troitskoye oilfield) // *Modern territorial researches.* – 2018. – P. 7–10.
 28. Savenok O.V., Bondarenko V.A. Analysis of the known representations on the sand-projection problem // *Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Ex-production of hydrocarbon fields at the late stage of development.* – 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.
 29. Spichak P.A., Chebanova E.F. Surface and underground water protection on the territory of Anastasievsko-Troitskoye gas and oil field // *Collection of articles on materials of X All-Russian conference of young scientists devoted to 120 anniversary of I.S. Kosenko «Scientific support of agroindustrial complex».* – 2017. – P. 1154–1155.
 30. Khokhlova N.Yu. Analysis of a flowing well operation at Anastasievsko-Troitskoe deposit // *Ashirovskie readings.* – 2016. – Т. 2. – № 1–1 (8). – P. 59–61.
 31. Chuikin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Problems of sand removal in the fields of the Krasnodar region and ways to solve it: New technologies – oil and gas region / *Materials of All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (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. 94–96.
 32. Schnurman I.G. Features of formation of a zone of penetration of high-altitude reservoirs (on an example of Anastasievsko-Troitskoye field) // *Environment protection in oil and gas complex.* – 2013. – № 12. – P. 5–8.

УДК 622.276.72

**ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ,
СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ
НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН**



**INFLUENCE OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN, SALT DEPOSITS
AND MECHANICAL IMPURITIES ON WELL PRODUCTIVITY**

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larisppv08@gmail.com

Мунтян Валерия Сергеевна

студентка 2 курса
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
leramunya77@mail.ru

Скиба Анна Сергеевна

студентка 2 курса
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
anya.ivanova.25@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены способы борьбы со снижением продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири вследствие образования асфальто-парафиновых, солевых отложений и механических примесей.

Ключевые слова: продуктивность скважины, эксплуатация скважины, механические примеси, асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of chemical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of chemistry department,
Kuban state technological university
larisppv08@gmail.com

Muntian Valeria Sergeevna

2nd year student training direction
21.03.01 «Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
leramunya77@mail.ru

Skiba Anna Sergeevna

2nd year student training direction
21.03.01 «Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
anya.ivanova.25@mail.ru

Annotation. The article discusses how to combat the decline in the productivity of wells in Western Siberia due to the formation of asphalt-paraffin, salt deposits and mechanical impurities.

Keywords: well productivity, well operation, mechanical impurities, asphaltene-resin-paraffin deposits (AFS).

Большая часть добычи нефти в России приходится на северные районы, поскольку Сибирь является крупнейшим нефтегазоносным и нефтегазодобывающим районом. Важнейшая особенность сырьевой базы нефти Сибири заключается в благоприятной структуре разведанных запасов и их высокой концентрации в крупных месторождениях. Вместе с тем, увеличивается доля запасов, разработка которых осложнена большими глубинами и удалённостью от потребителя. Современный этап развития нефтегазового комплекса Западной Сибири характеризуется вступлением наиболее крупных месторождений в позднюю стадию разработки, высокой обводнённостью добываемой продукции, ухудшением структуры извлекаемых запасов нефти и, соответственно, осложнениями при эксплуатации скважин.

Условия эксплуатации оборудования на северных месторождениях можно охарактеризовать как сильно осложненные, вследствие высоких отложений асфальто-смоло-парафиновых соединений (АСПО), солей, гидратообразований, выноса механических примесей и других негативных факторов.

Увеличение солесодержания, обводнённости и количества взвешенных частиц в продукции скважин приводит к целому ряду осложнений, в частности, к коррозионному износу подземного оборудования. В последние годы прослеживается тенденция

роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин вследствие коррозии материалов. Наблюдается коррозия как внутренней стенки насосно-компрессорных труб (НКТ), так и внешней поверхности корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). Коррозия ПЭД является причиной примерно 70 % отказов скважин, вышедших из строя вследствие коррозии. Всего же количество отказов погружного оборудования по причине коррозии за последние несколько лет увеличилось в 4–5 раз.

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации скважин, снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при первичном и вторичном вскрытии пласта может быть вызвано:

- проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твёрдой фазы бурового раствора;
- образованием нерастворимых осадков, которые выпадают в порах и трещинах пласта;
- образованием на границе контакта промывочной жидкости с нефтью стойких вязких водонефтяных эмульсий, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину.

В связи с этим для эффективной разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в условиях крайнего севера необходим подбор технологий, позволяющих предотвращать возникновение различных осложнений и учитывающих особенности конкретных скважин.

При эксплуатации добывающих скважин наиболее часто встречаются следующие основные осложнения, снижающие продуктивность скважин:

- асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО);
- отложения солей в трубопроводах;
- повышенное содержание механических примесей;
- коррозионный износ подземного и наземного оборудования и др.

Остановимся подробнее на асфальто-смоло-парафиновых отложениях.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) образованы в основном парафинами, смолами и асфальтенами, которые в условиях пласта коллоидно растворены в нефти. В группу парафинов входят твёрдые углеводороды от C₁₇H₃₆ до C₇₁H₁₄₄. Чистые парафины – белые кристаллические вещества, которые при определённых термодинамических условиях переходят в жидкое состояние. Парафины стойки по отношению к различным химическим реагентам. Они не взаимодействуют с серной кислотой не только при низких температурах, но и при высоких. Азотная и соляная кислоты, а также щелочи инертны в отношении парафинов.

Смолы представляют собой полициклические соединения, молекулы которых, кроме углерода и водорода, содержат атомы кислорода, серы, азота. В нефти такие соединения обладают коллоидными свойствами и оказывают влияние на начало кристаллизации и рост кристаллов парафина.

Асфальтены имеют наиболее высокую молекулярную массу (2000–140000 а.е.м.), коллоидную или твёрдую консистенцию. Как ПАВ асфальтены в 8 раз активнее смол. Эффективная концентрация асфальтенов, влияющих на кристаллизацию парафина, составляет 0,5 %.

Частицы песка, глины и других механических примесей в нефти способствуют упрочнению АСПО, поскольку выступают центрами кристаллизации парафина.

Повышенное содержание асфальто-смоло-парафиновых соединений в нефти приводит к образованию отложений АСПО на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования возникает в результате охлаждения газонефтяного потока от пластовой температуры (порядка 120 °С) до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином.

Выпадение АСПО на стенках глубинного оборудования скважин зависит от природы материала, из которого оно изготовлено, качества его обработки и степени коррозионного износа поверхности оборудования. Примечательно, что АСПО служат цементирующей основой для взвешенных частиц твёрдой фазы, что приводит к образованию на поверхности оборудования плотной и прочной корки, плохо поддающейся любым обработкам.

Для защиты от возможных отложений АСПО, как правило, используются механические, магнитные и химические методы.

Механические методы включают применение:

- ленточных электрообогревателей (установок прогрева скважин, позволяющих устранить одну из главных причин парафинообразования – снижение температуры по стволу скважины);
- скребков для очистки обсадных колонн;
- труб с покрытием (эмали, лакокрасочные и др.);
- стеклопластиковых труб и др.

Примечательно, что стеклопластиковые трубы универсальны, инертны к большинству агрессивных и высокоминерализованных сред, обладают высокой прочностью, работают при высоких давлениях и температурах. Исходными материалами для их изготовления являются связующие (терморезистивные полимеры) и наполнитель (стекловолоконный ровинг). На стеклопластиковые НКТ отложение асфальтено-смолопарафинистых веществ идёт менее эффективно, чем на стальные и на НКТ со стеклоэмалевым покрытием.

Магнитные методы базируются на создании магнитного поля в потоке жидкости и образовании центров кристаллизации по всему объёму нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина.

Химические методы предполагают использование ингибиторов парафиноотложений комплексного действия (СНПХ-7941 и др.) и удалителей (СНПХ-787, СНПХ-ИПГ-11 марки А, Б, В, сольвент нефтяной тяжёлый, стабильный газовый конденсат, скважины нефрас, гексановая фракция и др.).

Подбор наиболее эффективного ингибитора следует осуществлять на основе результатов лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности, применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промышленными испытаниями.

Среди многообразия применяемых в настоящее время методов защиты скважин от АСПО следует обратить внимание на установки прогрева скважин типа УПС «Фонтан» или аналоги, которые позволяют устранить главную причину парафинообразования – снижение температуры по стволу скважины (рис. 1).

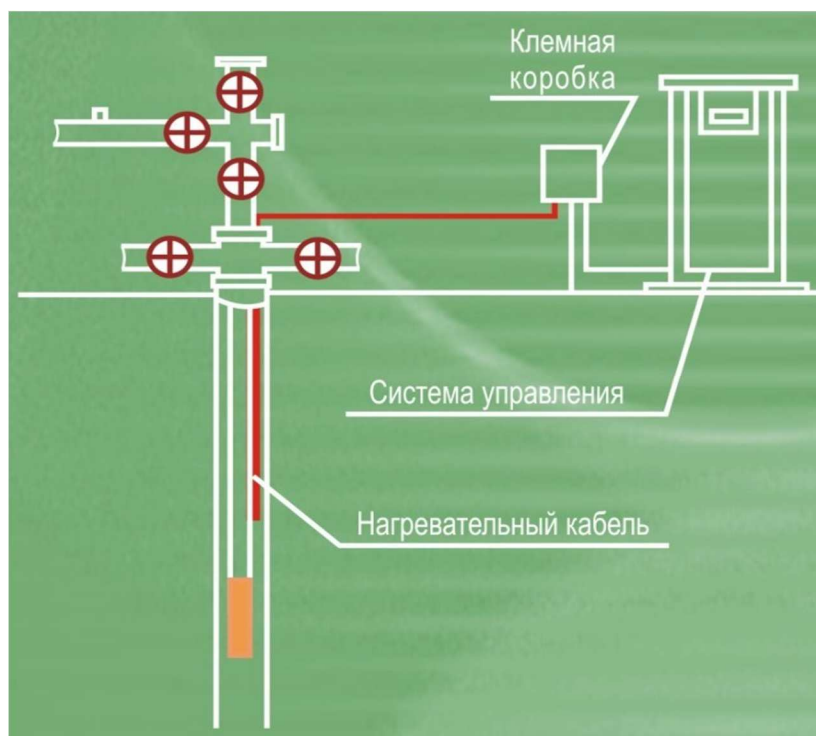


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки коррозионный подогрева скважин «Фонтан»

Следующим существенным фактором, приводящим к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ скважинных насосов, является солеотложение.

Осадки солей представляют собой плотные микро- и мелкокристаллические структуры (однородные кристаллы длиной до 5 мм с равномерным включением твёрдых углеводородов). В ряде случаев такие осадки имеют накипеобразный характер. В отложениях солей могут также преобладать кристаллы гипса средних размеров 5–12 мм с включением твердых и жидких углеводородов. Крупнокристаллические осадки, как правило, состоят из крупных игольчатых кристаллов гипса длиной 12–25 мм, образующих каркас. Между ними находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения.

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью, причём наиболее вероятным осадком является кальцит. Отмечено выпадение сульфатных и карбонатных осадков ($BaSO_4$ и $CaCO_3$).

В условиях Сибири причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных установкой электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), отложения солей могут возникать на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. Существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка. В процессе эксплуатации оборудования и роста обводнённости риски негативного влияния солеотложения растут.

Мониторинг различных отложений показывает, что доля солевых отложений в общем числе отказов центробежных насосов (ЭЦН) варьируется от 12 до 25 %. Интенсивность солеотложения в скважинах различна, это вызвано разной насыщенностью попутно-добываемых вод солями, обводнённостью добываемых флюидов и условиями эксплуатации скважинных насосов.

Для предотвращения отложений солей на рабочих органах насоса необходимо применение специальных химических ингибиторов и принятия мер по оптимизации подбора конструкции погружного оборудования.

Одним из основных и эффективных методов борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин».

Наиболее широко применяются такие ингибиторы отечественного производства, как ОЭДФ (оксиэтилидендифосфоновая кислота), СНПХ-5306 (композиционный состав на основе азотфосфорсодержащих соединений), ПАФ-13А (водный раствор полиаминометиленафосфонатов), СНПХ-5312-Т (фосфорорганический комплексон в водно-метанольной среде), Акватек 511 М, Азол 3010, Сансол 2001 А, СНПХ 5312 Т, СНПХ 5311 и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000 Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642 и др.

Рассмотрим требования, предъявляемые к ингибиторам отложения солей. Прежде всего, реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой, иметь низкие температуру застывания, вязкость и коррозионную активность. Они должны обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью и минимальной токсичностью. Кроме того, ингибиторы не должны оказывать побочные действия на другие химические соединения, применяемые в нефтедобыче.

Подбор наиболее эффективного ингибитора осуществляется на основании лабораторных исследований состава воды и осадков солей данного месторождения с последующими промышленными испытаниями.

Эффективность мер по предотвращению солеотложения зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Непрерывную подачу ингибитора используют при отложении солей выше приёма насоса. Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости.

При обработке скважин ингибитором солеотложения следует обеспечить его достаточное количество для более полной адсорбции на породе пласта. Кроме того, возможна периодическая закачка ингибитора в затрубное пространство скважин.

Одним из наиболее эффективных методов химической защиты от выпадения солей является периодическая закачка инкапсулированного ингибитора. На ряде скважин применяются и другие формы доставки реагента, такие как устьевые дозаторы, закачка жидкого ингибитора непосредственно в пласт.

Для предупреждения отложения солей применяются также технологические и физические методы.

К технологическим методам относятся – правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления, увеличение скорости водонефтяного потока в трубах и использование труб с полимерными покрытиями внутренней поверхности.

Физические средства предотвращения солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями. Эти методы обеспечивают локальный эффект. Из физических методов борьбы с карбонатными солеотложениями, как и для борьбы с АСПО, рекомендуется применение скважинных магнитоактиваторов (МАС), позволяющих снизить скорость образования кальцита в 4–5 раз.

Для обогащённых полезных ископаемых эффективна технология подачи химических веществ посредством капиллярных трубок «One Source» (Nalco), включающая применение инжекторного сопла, позволяющего подавать химические вещества в необходимых количествах в нужных направлениях как в горизонтальных, так и вертикальных скважинах. В результате его применения оптимизируется производительность скважины и снижается потребление химических веществ.

Так же, как и для борьбы с АСПО, применяются НКТ с внутренним покрытием, на котором не удерживаются солевые отложения.

Для эффективной эксплуатации погружного оборудования, необходимо снижение дополнительного тепловыделения за счёт обеспечения максимального КПД электродвигателя и, прежде всего, насоса. Это возможно при использовании насосов с более высоким конструктивным уровнем КПД. Современные конструкции рабочих органов насоса с улучшенной геометрией проточной части и пониженными адгезионными свойствами, позволяют обеспечить более высокий КПД в широком диапазоне подач, что позволяет свести к минимуму, либо полностью избежать выпадения солей в насосе.

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин также является серьёзным осложнением при их эксплуатации, прежде всего, за счёт уменьшения межремонтного периода (МРП) насосов.

В качестве основных мер борьбы с механическими примесями применяются методы предотвращения их попадания на приём насоса за счёт применения предвключённых погружных фильтров и гравитационных сепараторов. Однако данные меры показали свою недостаточную эффективность, поскольку фильтрационные устройства имеют краткосрочный эффект – до момента засорения фильтров или полного заполнения контейнеров для сброса механических примесей.

Для обеспечения надёжности погружного оборудования, а также возможности его долговременной эксплуатации при высоких содержаниях абразива в добываемой продукции, необходимо минимизировать поступление песка на забой скважин. В качестве оборудования, используемого, при размере частиц более 300 мкм рекомендуется применение шламоуловителей.

Рассмотрим основные способы борьбы с механическими примесями:

- внедрение фильтров-насадок для скважин, осложнённых их повышенным содержанием;
- периодический контроль выноса мехпримесей;
- применение входных фильтрующих модулей, шламоуловителей и фильтров;
- использование жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей;
- выбор оптимальной депрессии на пласт;
- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин за счёт стабилизации пластового давления и исключению кратковременных остановок оборудования;
- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путём промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей;
- очистка насосно-компрессорных труб (НКТ) от продуктов коррозии, песка, солей;
- применение клапана для промывки НКТ и фильтра для нагнетательных скважин, обеспечивающего тонкую очистку воды от механических примесей.

Оптимальный подход к эксплуатации песконесущих скважин включает крепление призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением специальных составов и методик. Целесообразно применение насосов абразивостойкого исполнения, изготовленных из материала Ни-Резист и оптимизированной конфигурацией твердосплавных или керамических карбидных радиальных опор (рис. 2).

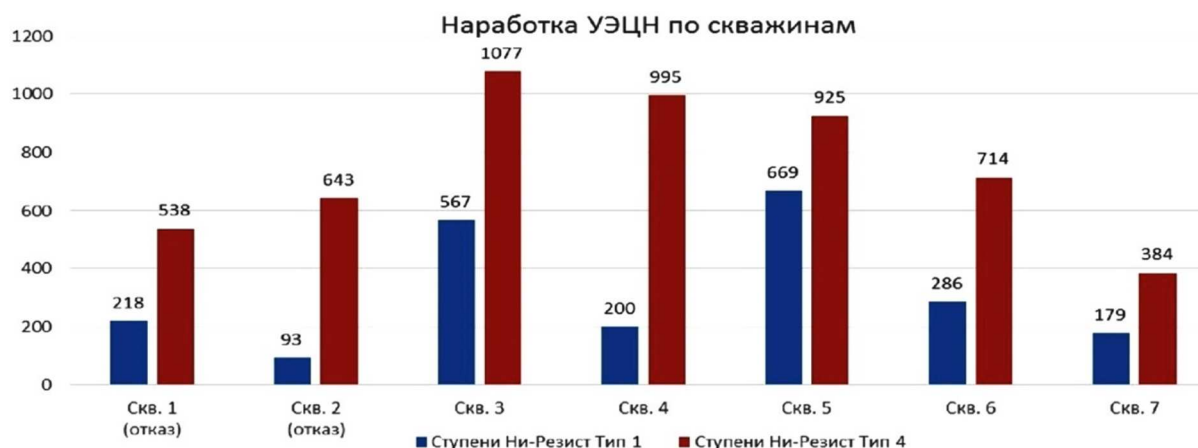


Рисунок 2 – Рост средней наработки на отказ за счёт внедрения насосов компрессионной сборки с рабочими органами из высоколегированного чугуна Ни-Резист Тип 4 (стандарт ASTM A436)

Следует отметить, что с целью интенсификации притока или приёмистости скважин и частичного восстановления первоначальной проницаемости пластов целесообразно применение химической обработки призабойной зоны. Она проводится с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глиноукислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями).

Для повышения эффективности кислотных и других химических обработок призабойной зоны (ОПЗ) необходимо использовать рекомендации методических указаний «Химическая обработка призабойных зон скважин», которые устанавливают требования по выбору скважин, технологий обработки, методики прогноза технологического эффекта, оценки экономической и технологической эффективности химических обработок призабойных зон пласта добывающих скважин.

В настоящее время для проведения кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) пласта предлагается очень широкий выбор различных кислотных составов. Выбор конкретного состава для обработки должен определяться исходя из её целей (очистка ПЗП от солевых отложений, парафинов, борьба с эмульсиями и др.). Например, в случае кислотной обработки, готовые товарные формы составов содержат комплекс реагентов: смесь соляной и плавиковой кислот в различных соотношениях с добавками ПАВ, замедлителей реакции, ингибиторов коррозии и солеотложения.

На основании целей обработки подбирается состав. Конкретный химический состав реагента подбирается с учётом требований, регламентируемых нормативными документами. Так все реагенты, закачиваемые в ПЗП должны быть совместимыми с пластовыми флюидами и между собой. Для проведения эффективной кислотной обработки призабойной зоны (ОПЗ), важнейшим является правильный выбор скважин-кандидата под обработку.

Важно отметить, что наибольшим эффектом обладают технологии комплексной обработки призабойной зоны (КОПЗП) скважин, заключающиеся в поочерёдном (циклическом) воздействии на ПЗП комплексом реагентов: растворитель, ПАВ, СКО (ГКО). Высокую эффективность обработки призабойной зоны обеспечивает комплексность воздействия.

Разработаны новые технологии виброволнового воздействия на ПЗП, обеспечивающие её декольматацию при различных типах загрязнений (нефтяных, солевых, механических примесей) и повышение фазовой проницаемости по нефти за счёт применения скважинных генераторов колебаний, спускаемых на забой и приводимых в действие потоком жидкости, закачиваемой с поверхности.

Для терригенных коллекторов хорошие результаты показывает также и технология акустико-химической стимуляции, успешно апробированная на промыслах.

Анализ опыта эксплуатации скважин Западной Сибири демонстрирует положительные результаты от применения комплексного подхода в борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин. Несмотря на наличие сильно осложнённых скважинных условий, в последнее время на месторождениях Сибири достигнут значительный рост основных показателей СНО, МРП и энергоэффективности оборудования за счёт внедрения современных разработок в области механизированной добычи.

Дальнейшее повышение эффективности мероприятий по предупреждению осложнений требует создания и функционирования интегрированной системы промысловых и лабораторных исследований, контроля технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации скважин и систем сбора. В связи с этим необходимо внедрять новые методы борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин.

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., 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.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Волгоград : Издательство «Ин-Фолио», 2010. – 223 с.
6. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
7. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
8. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
9. Савенок О.В., Поварова Л.В., Скиба А.С. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 164–167.
10. Савенок О.В., Поварова Л.В., Мунтян В.С. Анализ способов борьбы со снижением продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 168–173.
11. 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.
12. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
13. Савенок О.В., Поварова Л.В., Даниелян Г.Г. Технологическая эффективность геологических мероприятий, применяемых на Вынгапуровском 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. 2. – С. 152–156.
14. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // 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. 2. – С. 89–100.

15. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Применение метода гидроразрыва пласта для повышения дебита нефти на Вынгапуровском 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. 2. – С. 133–138.
16. 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.
17. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Повышение продуктивности скважин Вынгапуровского месторождения путём увеличения эффективности перфорационных работ // 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. 2. – С. 129–132.
18. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском 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. 2. – С. 139–145.
19. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском 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. 2. – С. 146–151.
20. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–148.

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., 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.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Pokrepin B.V. Development of oil and gas fields : a training manual. – Volgograd : In-Folio Publishing House, 2010. – 223 p.
6. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and Gas Engineering in Development of Square-Gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
7. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
8. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of oil recovery enhancement. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
9. Savenok O.V., Povarova L.V., Skiba A.S. Features of exploitation of producing wells in Western Siberia // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 164–167.
10. Savenok O.V., Povarova L.V., Muntyan V.S. The analysis of methods of struggle against reduction of productivity of wells on deposits of Western Siberia // Bulatovskie readings: materials of III International scientific-practical conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 168–173.

11. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. Prospects 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.
12. Povarova L.V. Ecological risks connected with the oil fields exploitation // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 112–122.
13. Savenok O.V., Povarova L.V., Danielyan G.G. Technological efficiency of the geological and technical measures applied in the Vyngapurovskoye 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 Dr. O.V. Savenok. – Red-Nodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 pm: Development of oil and gas birth places. – Part 2. – P. 152–156.
14. Povarova L.V., Yakovina A.S., Danielyan G.G. Calculation of oil and dissolved gas reserves in the Kovalevskoye 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 Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.
15. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Application of hydraulic fracturing method to increase oil flow rate at Vyngapurovskoye oilfield // Bulatovskie readings: material 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. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 133–138.
16. Povarova, L.V. Rational use of the industrial waste waters (in Russian) // Actual questions of environment protection: collection of reports of All-Russian scientific and technical conference (17–19 September 2018, Belgorod). Section 2: Purification of natural and waste water. – Belgorod : Publishing House of Belgorod State University of Technology and Technology, 2018. – P. 160–167.
17. Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. Productivity increase of the wells of Vyngapurovskoye field by means of perforation works efficiency increase // Bu-Latovskie readings: materials of II International scientific-practical conference (31 March, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of doctor of technical sciences, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 129–132.
18. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the results of operation of horizontal wells, the efficiency of sidetracking and work on their deepening on the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific 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. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 139–145.
19. Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. Efficiency of chemical methods of reservoir stimulation and non-stationary cyclic flooding at Vyngapurovskoye oilfield // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 146–151.
20. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for treatment of wells with use of the vibration wave action. Well oscillation generators // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 1. – P. 139–148.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-КЛЮЧЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE YUZHNO-KLYUCHEVOYE FIELD

Шумейко Станислав Александрович

слушатель курсов профессиональной переподготовки по дополнительной образовательной программе «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Кубанский государственный технологический университет
sashumeiko@rnntc.ru

Shumeiko Stanislav Aleksandrovich

Student of professional retraining courses on the additional educational program «Development and exploitation of oil and gas fields», Kuban state technological university
sashumeiko@rnntc.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния разработки Южно-Ключевого месторождения – это оценка состояния выработки запасов залежей и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти, обоснование рекомендаций по их извлечению и уточнение прогнозных уровней добычи нефти. Показано, что Южно-Ключевое месторождение имеет благоприятные геологические условия для проведения ГРП. Его планируется применить во всех скважинах-дублёрах.

Annotation. The article analyzes the current state of development of the Yuzhno-Klyuchevoye field – an assessment of the state of reserves development and the volume of residual recoverable oil reserves, substantiation of recommendations for their extraction and refinement of forecasted oil production levels. It is shown that the Yuzhno-Klyuchevoye field has favorable geological conditions for hydraulic fracturing. It is planned to be used in all understudy wells.

Ключевые слова: анализ текущего состояния разработки; анализ показателей эксплуатации скважин; анализ результатов бурения вторых стволов в добывающих скважинах; анализ динамики обводнения и взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин; характеристики вытеснения месторождения; оценка эффективности применяемых систем разработки месторождения; обоснование вариантов разработки месторождения.

Keywords: analysis of the current state of development; analysis of performance indicators of wells; analysis of the results of drilling of the second trunks in production wells; analysis of the dynamics of watering and the interaction of production and injection wells; field displacement characteristics; assessment of the effectiveness of applied field development systems; justification of field development options.

Анализ текущего состояния разработки

Южно-Ключевое месторождение состоит из двух самостоятельных участков – западный и восточный, имеющих условный и примерно одинаковый ГВНК, который проведён по изогипсам от – 1990 м до – 2010 м. На восточном участке за границей залежи расположены скважины, в которых по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, однако нефть из этих скважин не была получена, и скважины были ликвидированы. Это скважины №№ 400 и 455, в которых эффективные нефтенасыщенные толщины определены равными 5,7 м и 7,0 м соответственно, между ними расположена скважина № 460, в которой вскрыта только вода. В скважине № 350, расположенной на ГВНК, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 16,7 м, причём монолитная пачка нефтенасыщенных пластов толщиной 15,6 м подстилается водой. При этом в части выделенных нефтенасыщенных прослоев по ГИС определена проницаемость на уровне 238 мД, однако из скважины № 350 нефть не была получена, и скважина также ликвидирована. Сложность интерпретации, по-видимому, связана с тем, что оба участка прилегают к зоне выклинивания коллекторов с юга, т.е. она связана с особенностями формирования коллекторов в этой части залежи I горизонта.

Динамика технологических показателей разработки западного участка приведена на рисунке 1. По участку утверждённые запасы следующие: геологические – 898 тыс. тонн, извлекаемые – 407 тыс. тонн при коэффициенте нефтеотдачи 0,453. Западный участок находится в эксплуатации с 1984 года. Максимальный уровень отбора достигнут в 1987 году – 15,77 тыс. тонн/год, максимальный темп отбора нефти составил 3,9 %, средний дебит скважин по нефти – 4,8 тонн/сут., в этот период в эксплуатации и под закачкой нахо-

дильсь все пробуренные скважины – 9 добывающих и 2 нагнетательные (рис. 2). Максимальный объём закачки воды составил 19,66 тыс. м³ в 1991 году, средняя приёмистость – 27–40 м³/сут., в этот год компенсация отбора закачкой также была максимальной – 94 %. По состоянию на 01.07.2017 г. в сумме получено 184 тыс. тонн нефти и 220 тыс. тонн жидкости, текущая нефтеотдача – 0,205, коэффициент использования извлекаемых запасов 45,2 %, текущая обводнённость – 16,7 % и 44,1 % соответственно в 2013 году и 2014 году при добыче нефти 1,09 и 0,45 тыс. тонн/год. В 2015–2017 гг. годовая добыча жидкости снизилась до 0,29–0,01 тыс. тонн, а обводнённость возросла до 87,7–75,0 %. Добыча нефти фактически прекращена по техническим причинам, тем не менее, с начала 2017 года в эксплуатации находились 3 скважины – №№ 327, 340 и 341. В июне 2017 года (на эту дату построены карты разработки) они не эксплуатировались, поэтому на карте текущих отборов они показаны как бездействующие (рис. 3). С 2006 года прекращена закачка воды в нагнетательные скважины №№ 5 и 328, к этому времени компенсация суммарного отбора жидкости в пластовых условиях составила 63,1 %.

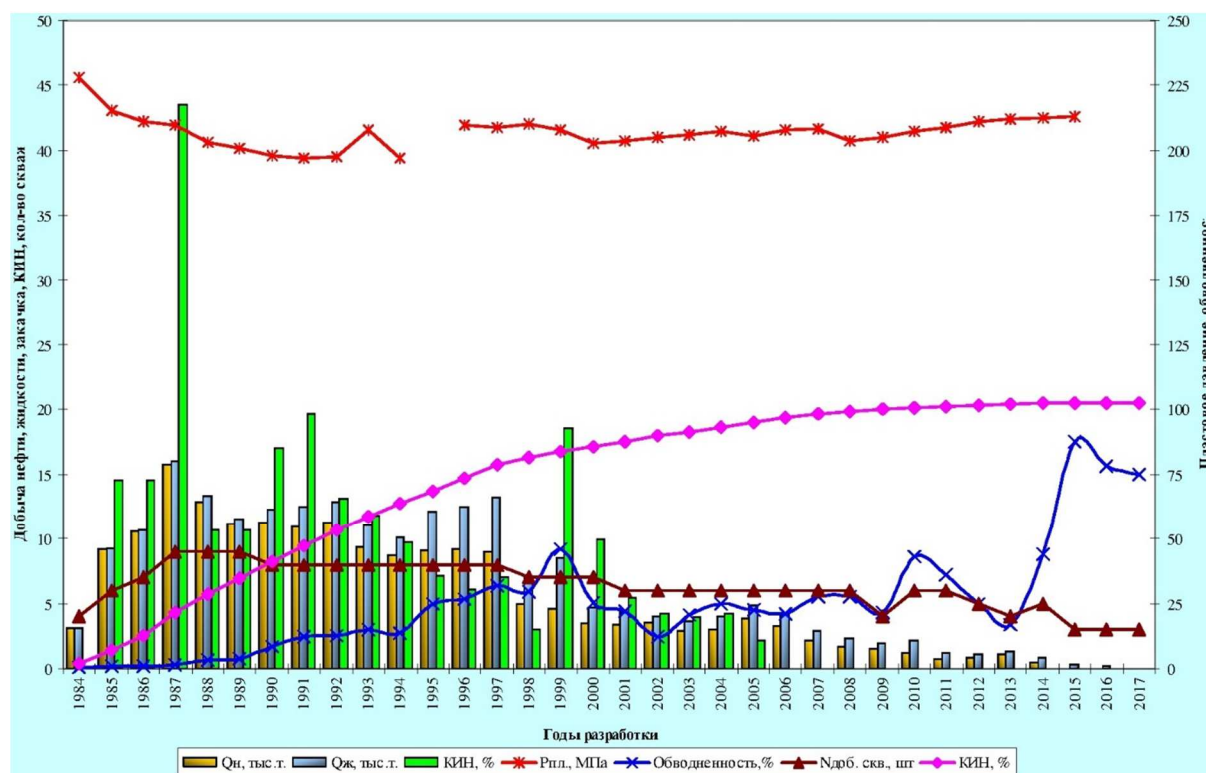


Рисунок 1 – Динамика технологических показателей разработки Южно-Ключевого месторождения (западный участок)

Технологические показатели разработки восточного участка приведены на рисунке 4. По участку утверждены следующие запасы нефти: геологические – 735 тыс. тонн, извлекаемые – 327 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи – 0,445. Эксплуатация восточного участка началась в 1976 году вводом в эксплуатацию скважины № 14, следующие скважины начали вводить в 1987 году, к этому времени было отобрано 5 тыс. тонн нефти. Максимальный отбор нефти 5,0–5,5 тыс. тонн/год выдерживался в течение 1989–1995 гг. при действующем фонде добывающих скважин 4–6 и среднем дебите скважин по нефти 3,7 тонн/сут. Темп отбора в этот период составлял 1,7 % от начальных и 2,0 % от текущих извлекаемых запасов. В 2017 году действующий фонд скважин составил 2 шт. – это скважины №№ 331 и 336, однако они эксплуатировались ограниченное время – 1 сут. В июне месяце они простаивали, поэтому на карте текущих отборов они показаны как бездействующие (рис. 5). Восточный участок разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме, восполнение энергии законтурной зоны происходит также и закачиваемой водой в скважины Ключевого месторождения. Всего в эксплуатации перебивало 6 добывающих скважин (рис. 6). По состоянию на 01.07.2017 г. в сумме отобрано 78,93 тыс. тонн нефти и 82,37 тыс. тонн жидкости, текущий КИН равен 0,107, коэффициент использования извлекаемых запасов – 24,1 % при текущей обводнённости в 2015–2016 гг. 25,5–35,0 % и отборе нефти 1,47–0,66 тыс. тонн/год соответственно.

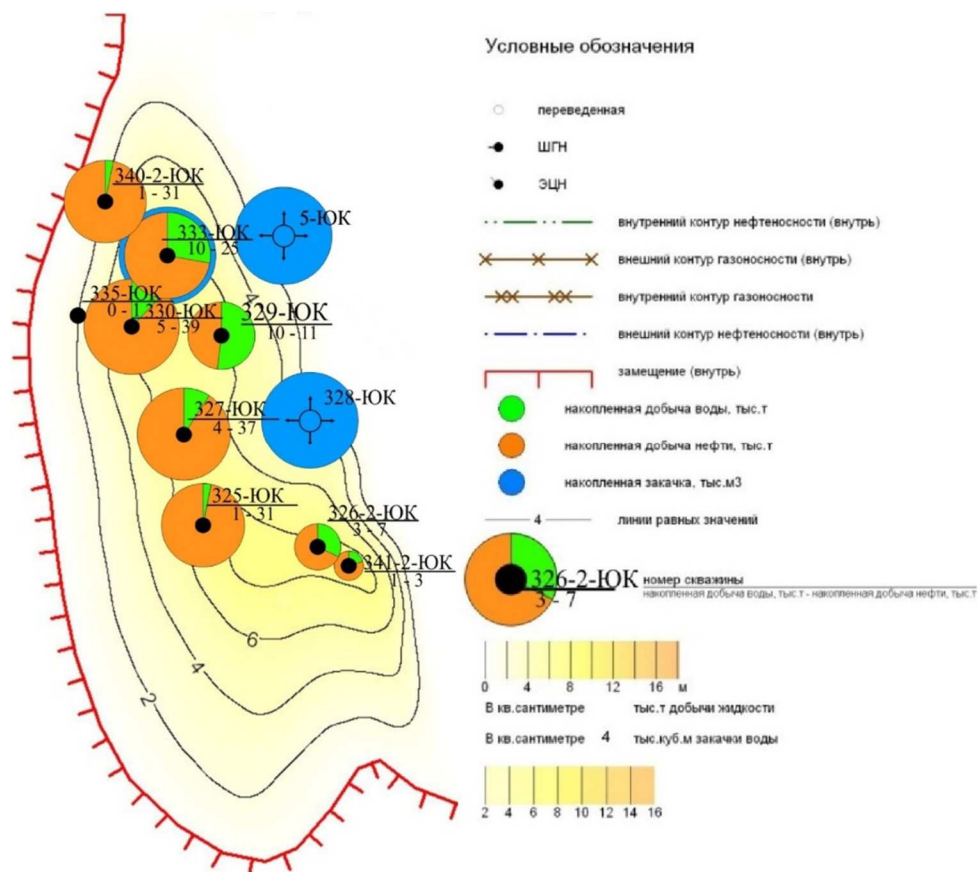


Рисунок 2 – Карта накопленных отборов Южно-Ключевого месторождения (западный участок)

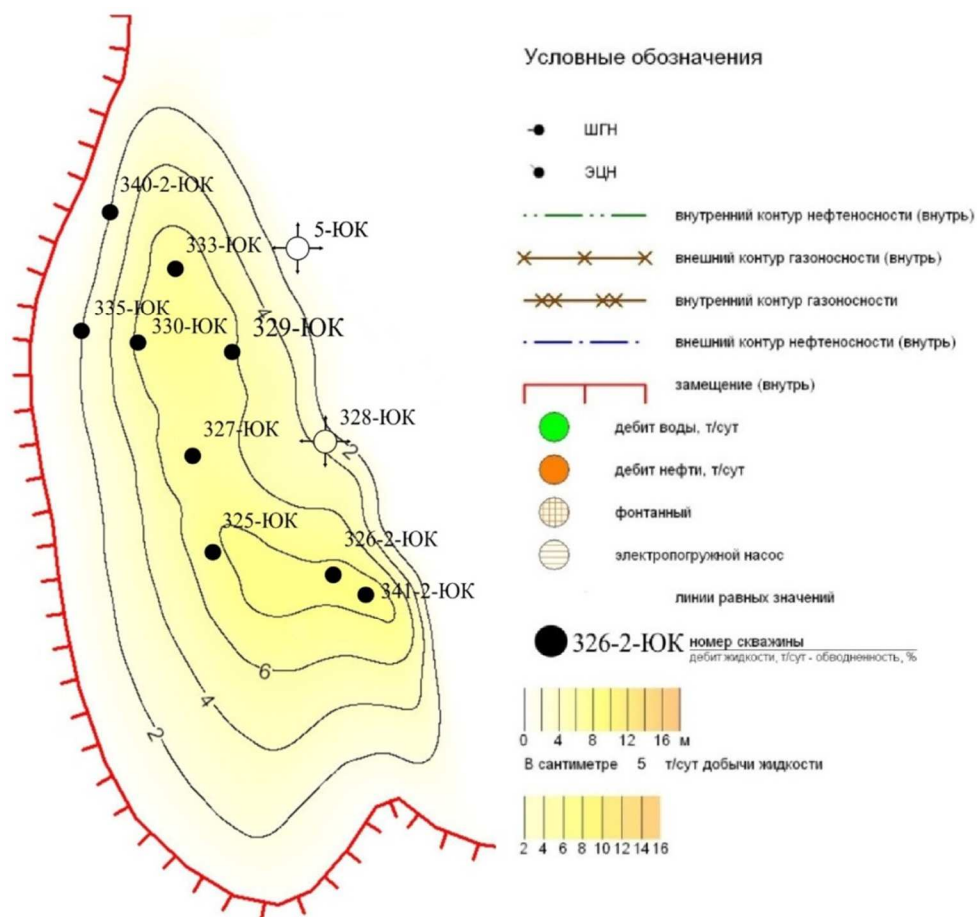


Рисунок 3 – Карта текущих отборов Южно-Ключевого месторождения (западный участок)

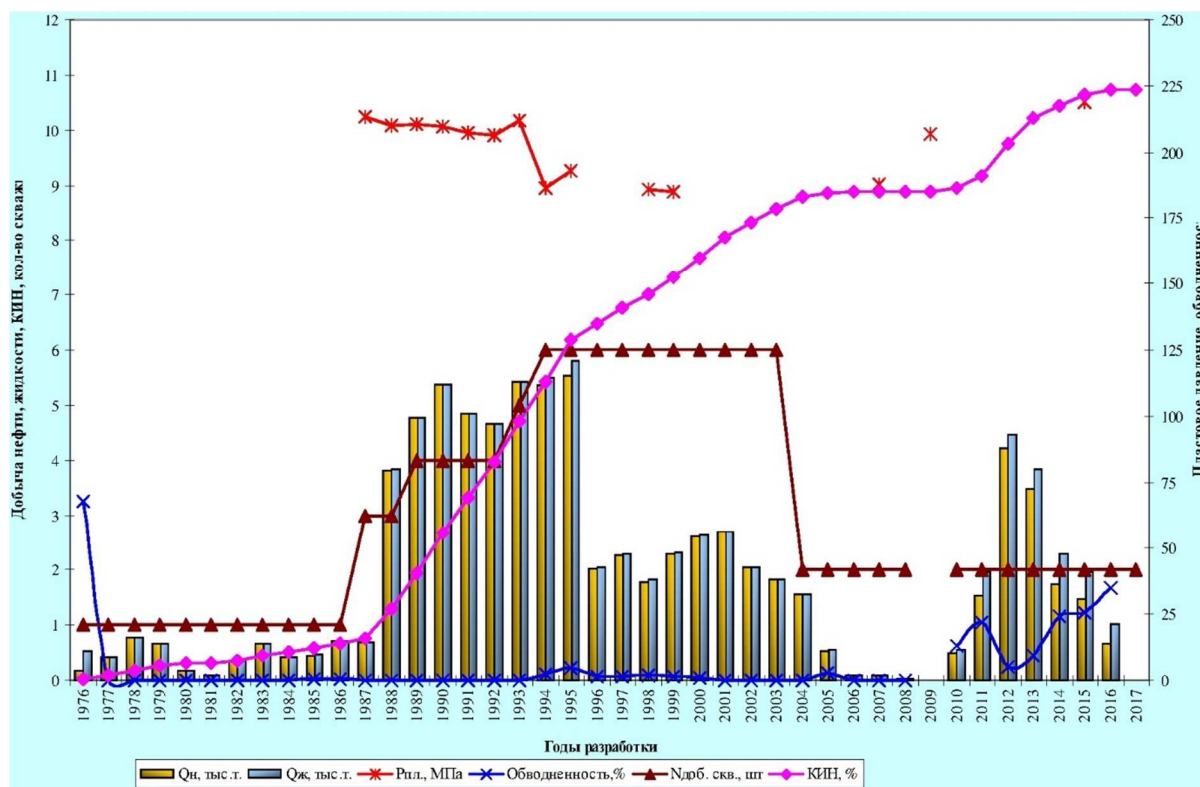


Рисунок 4 – Динамика технологических показателей разработки Южно-Ключевого месторождения (восточный участок)

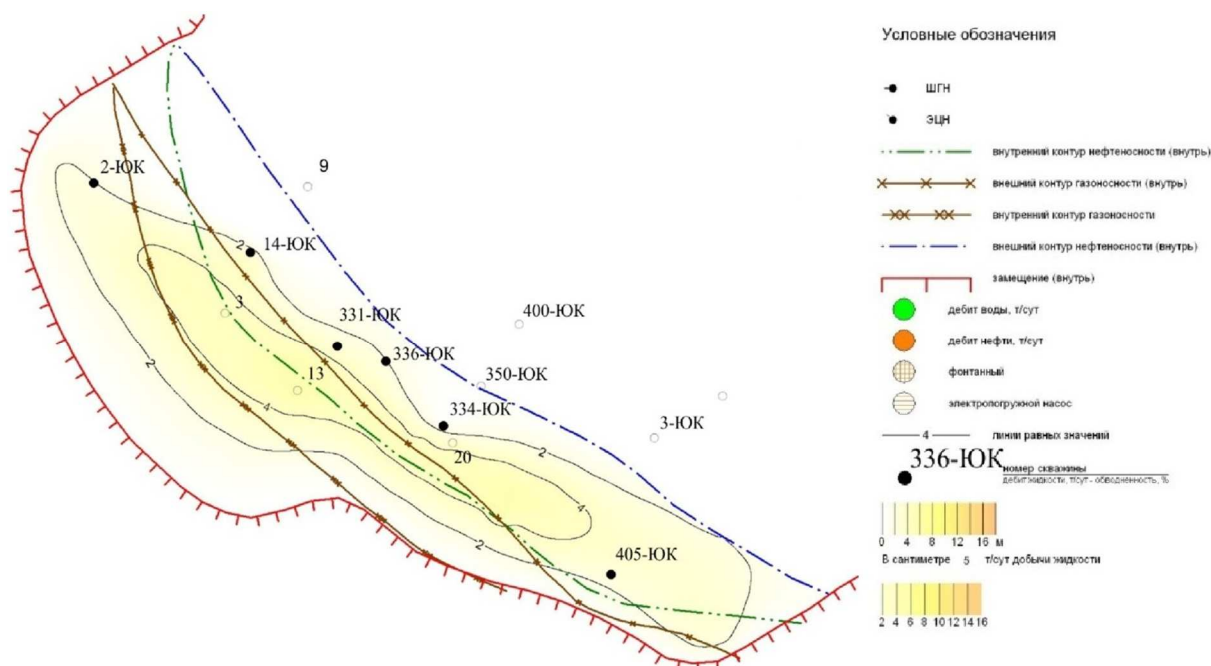


Рисунок 5 – Карта текущих отборов Южно-Ключевого месторождения (восточный участок)

В целом по Южно-Ключевому месторождению максимальный уровень отбора нефти 16,7–14,6 тыс. тонн/год выдерживался в течение 1987–1995 гг. при действующем фонде добывающих скважин 9–8 и среднем дебите скважин по нефти – 5,5 тонн/сут.

Анализ показателей эксплуатации скважин

По геолого-технологической характеристике скважин построены гистограммы распределения и взаимозависимости различных параметров, приведённые на рисунках 7–21.

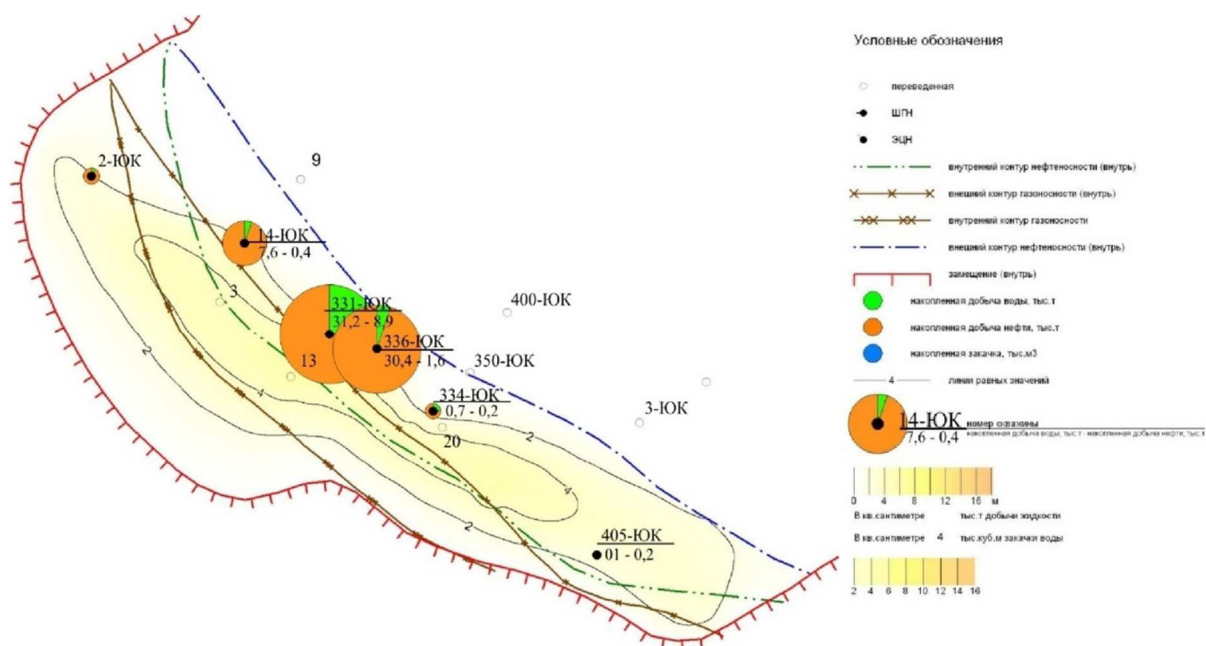


Рисунок 6 – Карта накопленных отборов Южно-Ключевого месторождения (восточный участок)

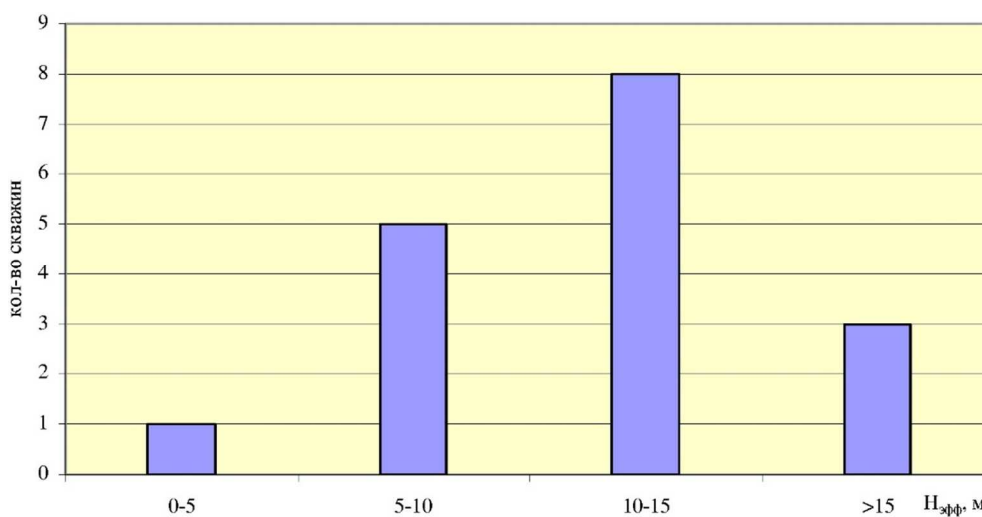


Рисунок 7 – Распределение скважин в зависимости от эффективной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

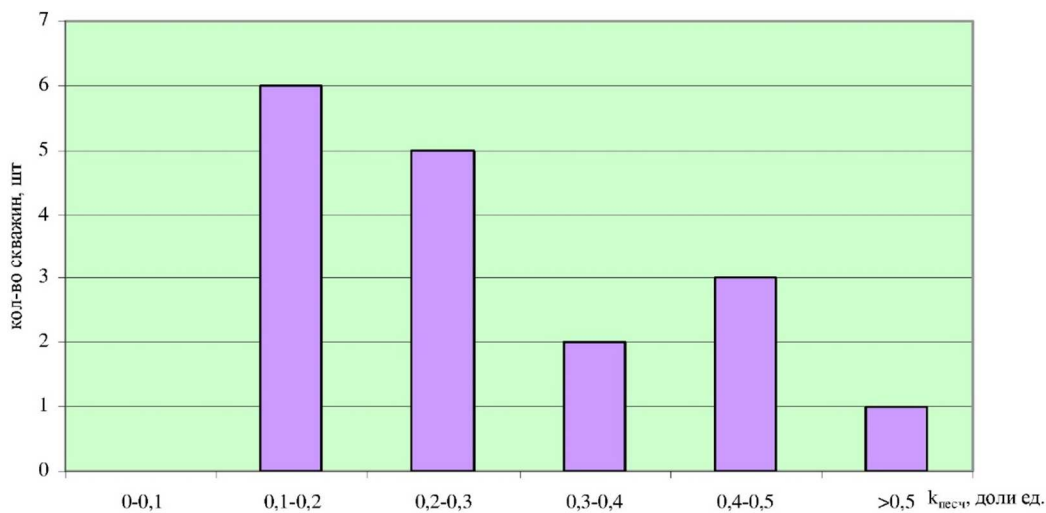


Рисунок 8 – Распределение скважин в зависимости от коэффициента песчаности (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

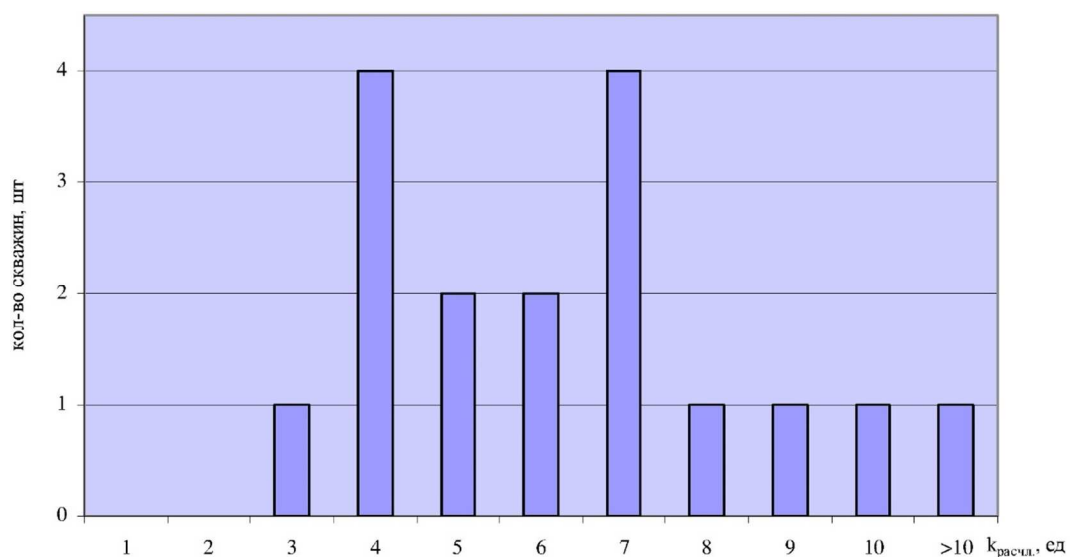


Рисунок 9 – Распределение скважин в зависимости от коэффициента расчленённости пласта (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

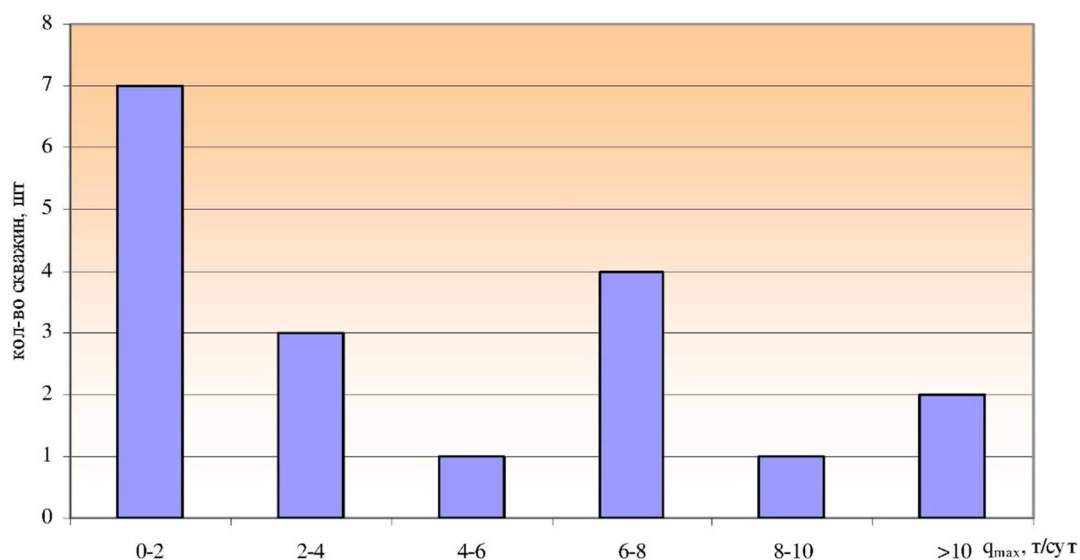


Рисунок 10 – Распределение скважин в зависимости от максимального дебита (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

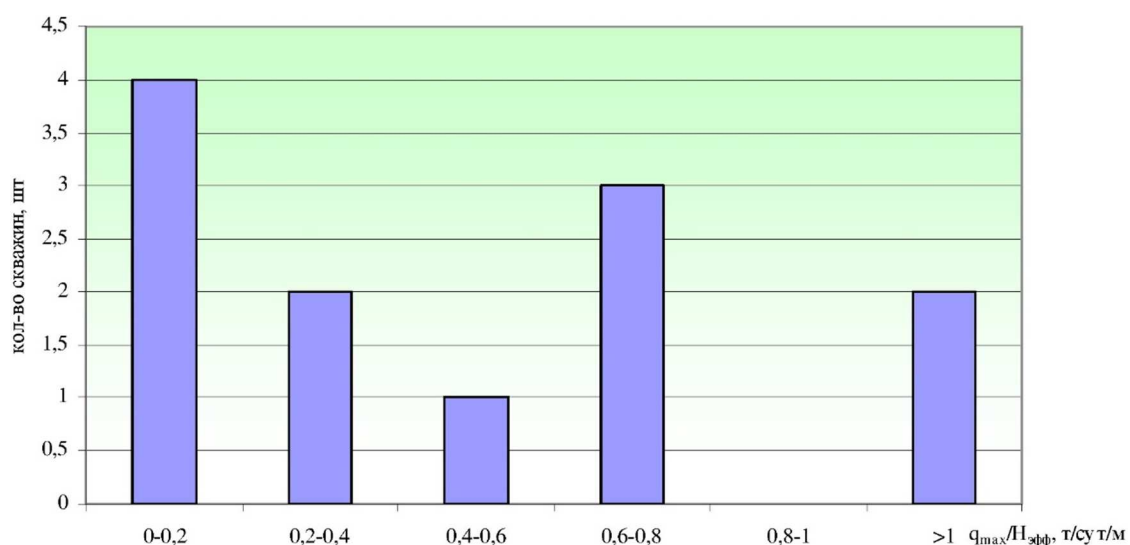


Рисунок 11 – Распределение скважин по удельному начальному дебиту (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

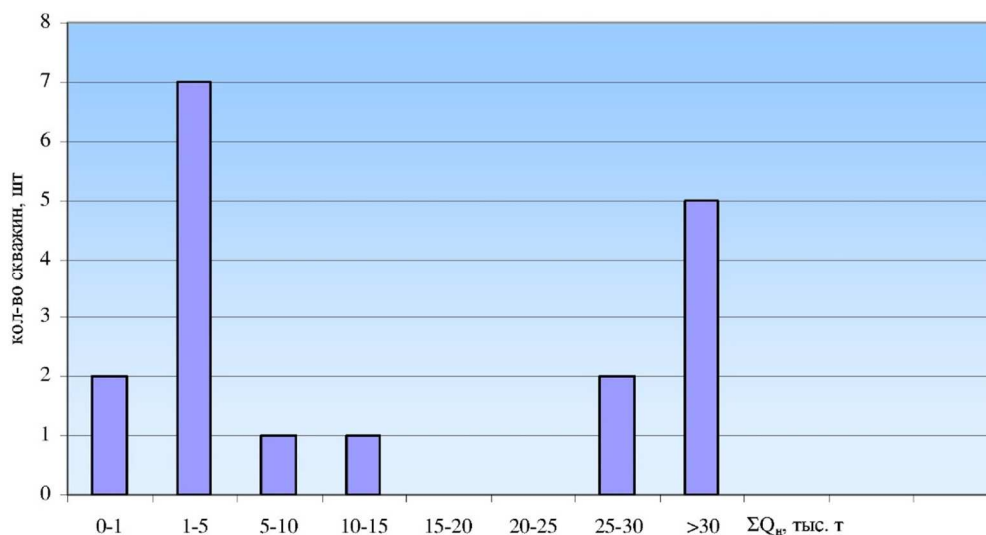


Рисунок 12 – Распределение скважин в зависимости от суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

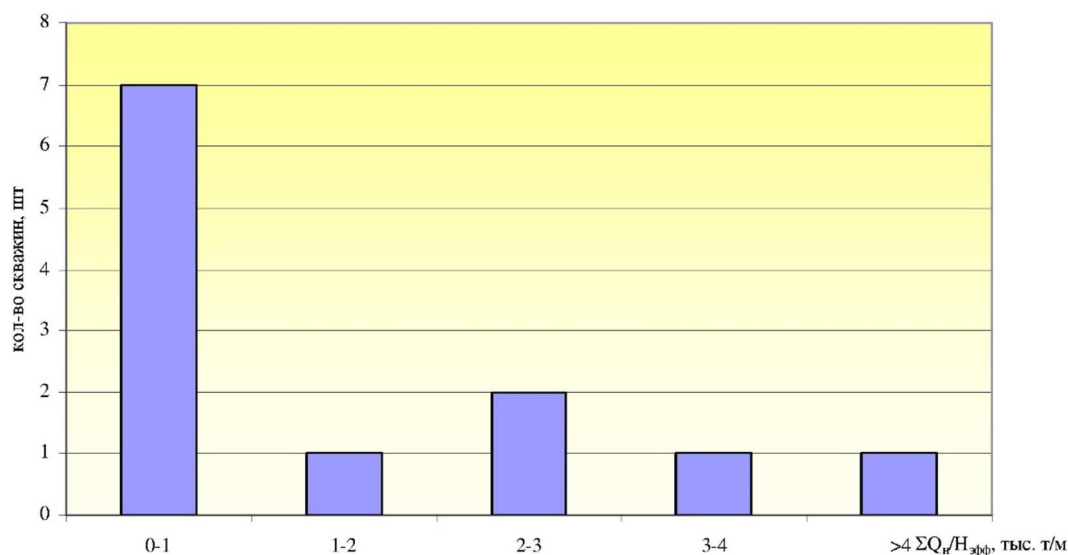


Рисунок 13 – Распределение скважин в зависимости от удельной суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

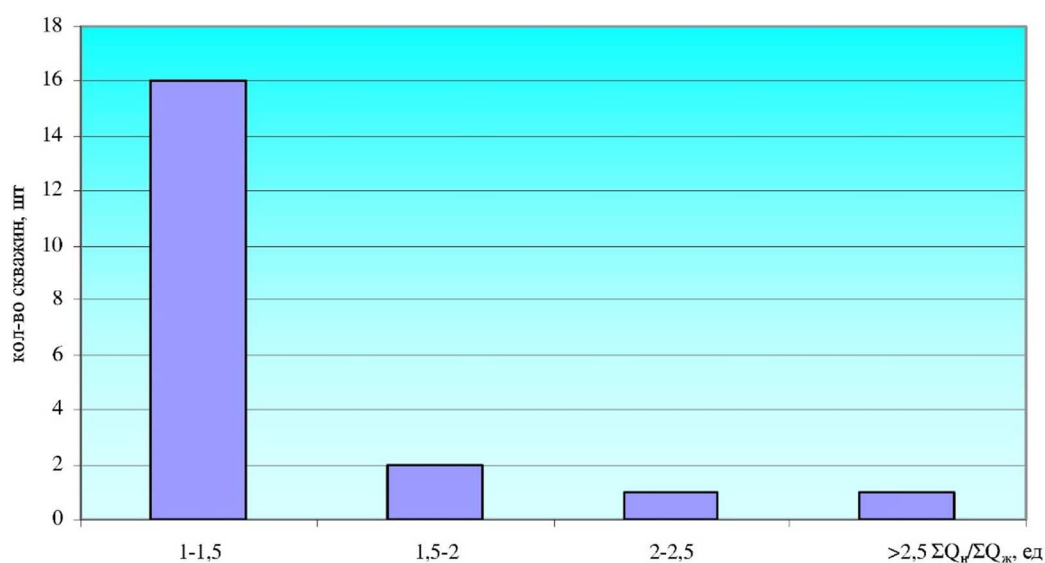


Рисунок 14 – Распределение скважин в зависимости от соотношения суммарной добычи жидкости и суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

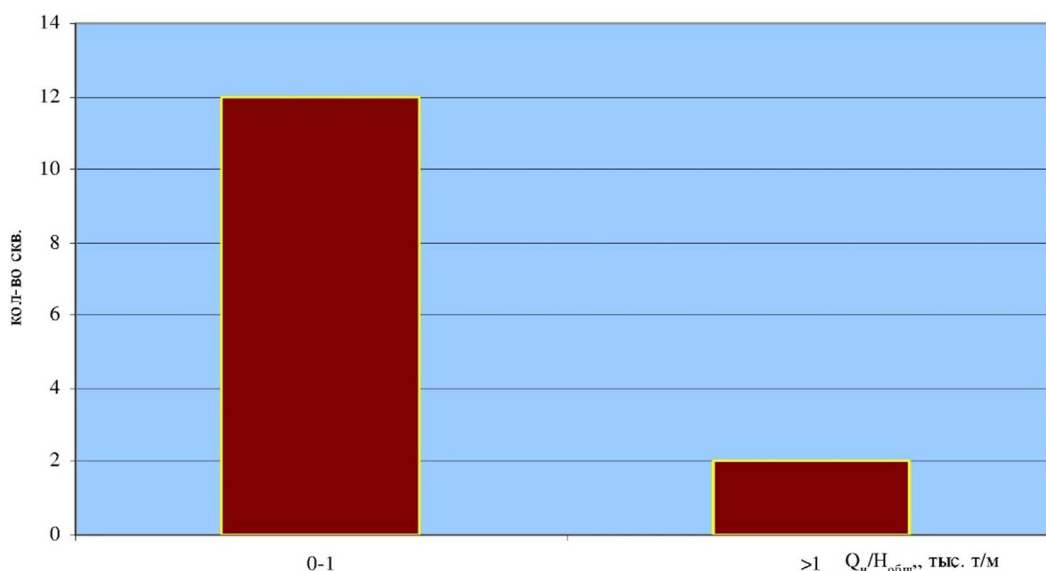


Рисунок 15 – Распределение скважин от относительной суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

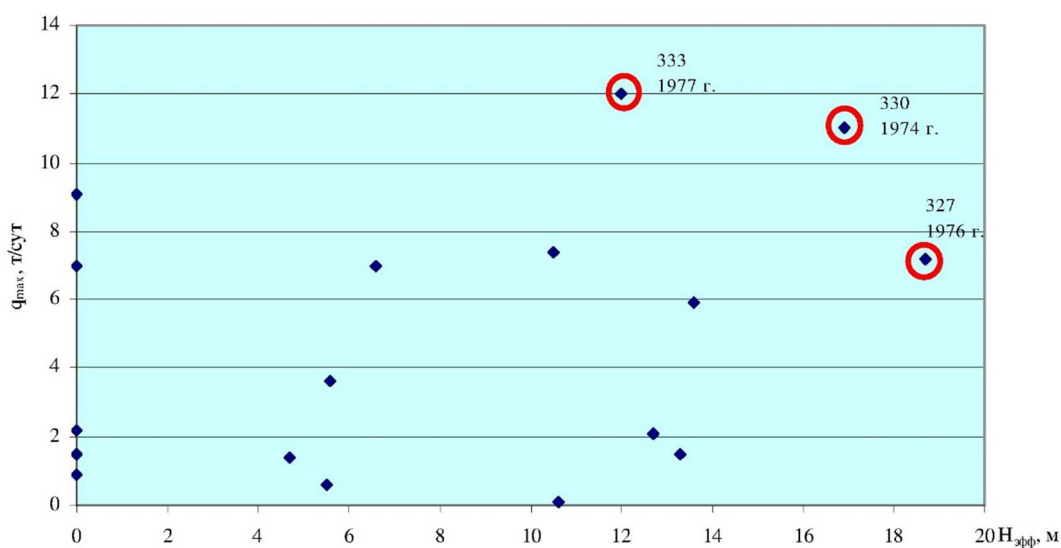


Рисунок 16 – Взаимозависимость максимального дебита скважин и эффективной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

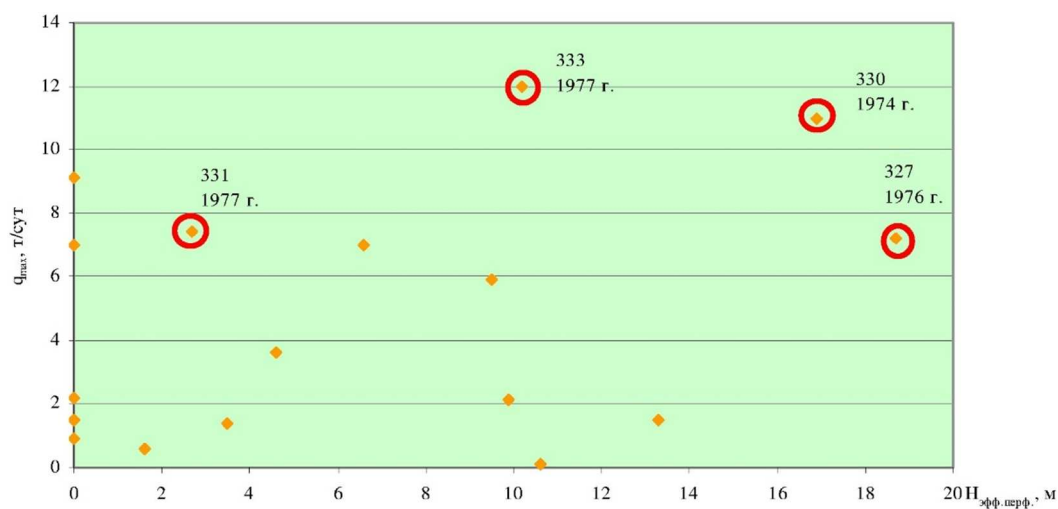


Рисунок 17 – Взаимозависимость максимального дебита скважин и эффективной перфорированной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

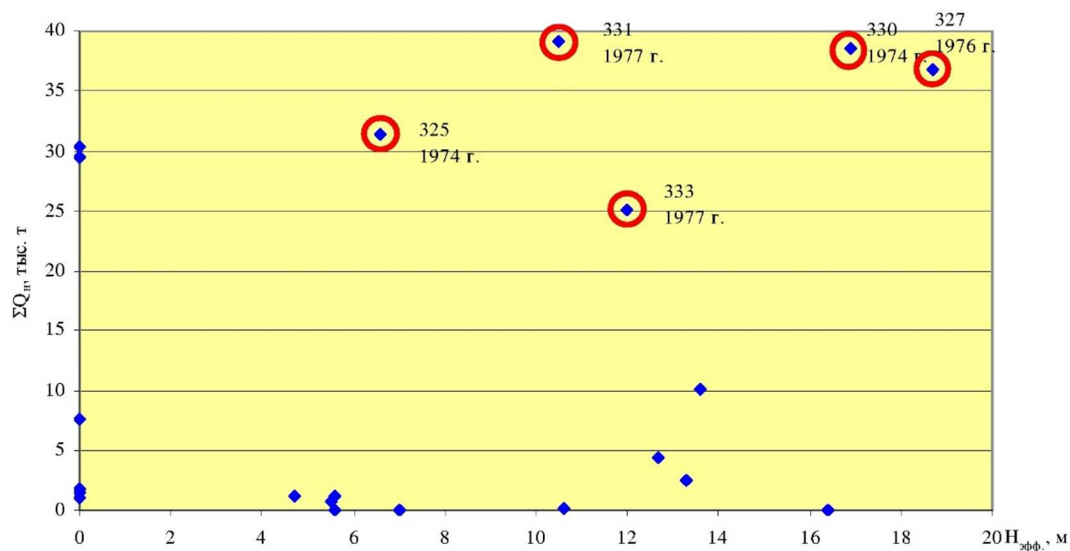


Рисунок 18 – Взаимозависимость суммарной добычи нефти и эффективной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

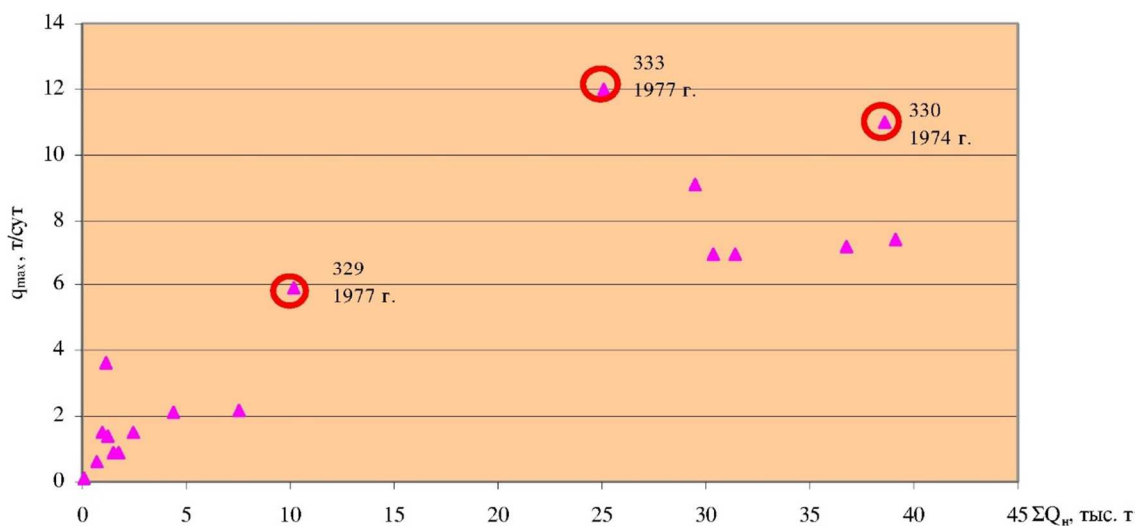


Рисунок 19 – Взаимозависимость максимального дебита скважины и суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

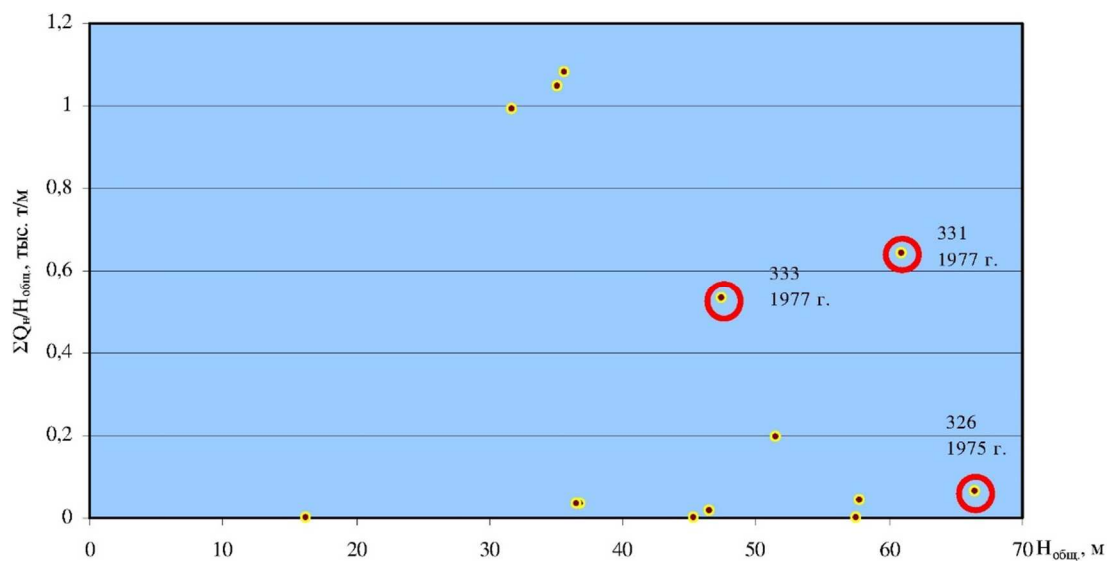


Рисунок 20 – Взаимозависимость удельной суммарной добычи нефти и общей толщины нефтенасыщенной части пласта (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

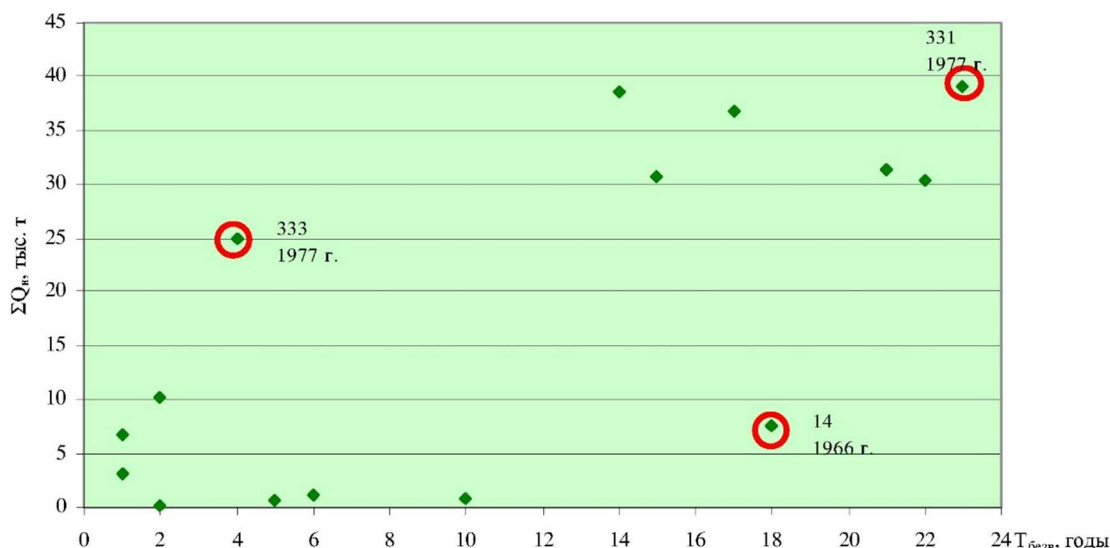


Рисунок 21 – Взаимозависимость и суммарной добычи нефти и времени безводной эксплуатации скважины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

Гистограммы распределения скважин по геологическим параметрам показывают, что скважины характеризуются большой нефтенасыщенной толщиной – более 10 м в 11-ти скважинах из 17-ти (рис. 7), низкой песчаностью – песчаность 0,1–0,3 в 11-ти скважинах (рис. 8) и высокой расчленённостью – в среднем в скважинах выделяется 4–7 прослоев-коллекторов, в 4-х скважинах – 8–10 и более (рис. 9). Высокую расчленённость 14 имеет скважина № 326 западного участка при эффективной нефтенасыщенной толщине 12,7 м и коэффициенте песчаности 0,19 и скважина № 331 восточного участка, у которой расчленённость 10 при эффективной нефтенасыщенной толщине 10,5 м и коэффициенте песчаности 0,17. Следует заметить, что коллектор меняет свои свойства на таком коротком расстоянии, как расстояние между скважинами №№ 350 и 334–300 м: монолитный слой с толщиной более 20 м (с учётом водонасыщенной части) скважины № 350 разделяется в скважине № 334 на 5 слоёв и частично замещается глинами. Аналогичное различие геологических разрезов можно наблюдать и в зоне скважины № 326, в которой пробурен второй ствол, и на расстоянии 350 м находится скважина № 325, в которой выделено всего 4 прослоя. Это различие связано с приближением к зоне выклинивания горизонта I скважины № 325, по мере удаления от зоны выклинивания и погружения структуры увеличивается общая толщина и появляются зоны слияния пластов-коллекторов с образованием монолитных пачек.

Максимальные дебиты скважин сравнительно с Ключевым месторождением не велики (рис. 10) – только в двух скважинах западного участка они превышают 10 тонн/сут. (это скважины №№ 330 и 333), на восточном участке максимальные дебиты 7 тонн/сут. были также только в двух скважинах (это скважины №№ 331 и 336), расположенных рядом в центре. По остальным скважинам восточного участка дебиты не превышали 1 тонн/сут. На западном участке такой низкий дебит имела только скважина № 341, расположенная на погружении пластов. Распределение удельного максимального дебита (рис. 11) аналогично распределению максимального дебита: в четырёх скважинах удельный дебит на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 0,1 тонн/сут. м, в пяти скважинах – 0,6–1,0 тонн/сут. м. Анализ результатов интерпретации ГИС показывает, что в низкодебитных скважинах выделяются высокопроницаемые прослои, например, в скважине № 334 не был перфорирован прослой с проницаемостью 581,8 мД, в скважине № 335 в зоне перфорации имеется прослой также с проницаемостью 581,8 мД толщиной 1,1 м, максимальный дебит скважины № 335 – 1,4 тонн/сут. Можно предположить, что низкодебитные скважины участка требуют специальных технологий их освоения.

На рисунке 12 показано распределение скважин по величине суммарно добытой нефти. Оно показывает, что только по семи скважинам получено более 25 тыс. тонн нефти (это скважины №№ 325, 327, 330, 340 и 333 западного участка и скважины

№№ 331 и 336 восточного участка), из скважины № 405 получено всего 0,1 тыс. тонн, скважина № 350, как указывалось выше, не вводилась в эксплуатацию. Удельный суммарный отбор нефти на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины по пяти высокопроизводительным скважинам колеблется от 1,5 тыс. тонн/м до 4 тыс. тонн/м, по остальным скважинам он меньше 1 тыс. тонн/м (рис. 13).

Построенные взаимозависимости максимального дебита от эффективной нефтенасыщенной толщины и перфорированной толщины (рис. 16 и 17) показывают на общую тенденцию увеличения дебита с увеличением эффективной толщины. Объём суммарно добытой нефти скважин не взаимосвязан с её эффективной и общей нефтенасыщенной толщиной (рис. 18 и 20). Примером может служить скважина № 405, из которой при эффективной нефтенасыщенной толщине 10,6 м добыто 0,1 тыс. тонн нефти, или наоборот, скважина № 340, из которой при эффективной нефтенасыщенной толщине 5,6 м получено 30,7 тыс. тонн нефти.

Наблюдается общая тенденция роста суммарной добычи нефти от времени безводной эксплуатации скважин (рис. 21). В данном случае естественно предположить влияние местоположения скважин на структуре и влиянии на раннее обводнение пластовых вод, однако детальное изучение строения коллектора показывает, что преобладающую роль в раннем обводнении играет технический фактор. Единственная прямая взаимозависимость наблюдается между суммарной добычей нефти и максимальным дебитом скважины (рис. 19).

Анализ результатов бурения вторых стволов в добывающих скважинах

Бурение вторых стволов проводилось на западном участке в четырёх скважинах №№ 325, 326, 340 и 341 в 2003 году (табл. 1), в которой показатели эксплуатации вторых стволов приведены в сопоставлении с результатами эксплуатации первых стволов.

Таблица 1 – Показатели эксплуатации

№№ п/п	№№ скважины	Показатели эксплуатации первого ствола		Показатели эксплуатации второго ствола				
		суммарная добыча нефти, тыс. тонн	начальный максимальный дебит, тонн/сут.	дата бурения, год	период эксплуатации, го- ды	начальный дебит/ обводнённость, тонн/сут. / %	суммарная добыча нефти, тыс. тонн	суммарная добыча жидкости, тыс. тонн
1	325-2	23,5	7,5	2003	2003–2014	4,0	7,9	8,7
2	326-2	4,1	2,4	2003	2003–2011	2,0	2,7	3,5
3	340-2	29,5	9,0	2003	2003–2017	3,7	1,2	1,8
4	341-2	1,5	1,0	2003	2003–2017	1,0	1,7	2,4
всего		58,6					13,5	16,4

Причиной бурения вторых стволов явилось резкое обводнение скважин до 56–75 % и снижение дебита до 0,1 тонн/сут. и менее. Вторые стволы забурены в двух высокодебитных скважинах №№ 325 и 340 и в двух малодебитных скважинах №№ 326 и 341. Наибольший объём добычи нефти получен из второго ствола, пробуренного в скважине № 325 – 7,9 тыс. тонн, однако его эксплуатация остановлена в 2014 году также из-за снижения дебита до 0,1 тонн/сут. при обводнённости 23,4 %. По этой же причине остановлена эксплуатация второго ствола скважины № 326 в 2011 году. Из него получено 2,7 тыс. тонн нефти, из первого ствола этой скважины получено 4,1 тыс. тонн. Также из-за снижения дебита практически остановлена в 2017 году эксплуатация второго ствола скважины № 340, из которого добыто 1,2 тыс. тонн нефти и 1,8 тыс. тонн жидкости. В сравнении с первым стволом, из которого получено 29,5 тыс. тонн нефти, второй ствол в скважине № 340 оказался малоэффективным. Второй ствол, пробурен-

ный в скважине № 341, находится в эксплуатации в 2017 году, его дебит нефти составляет 1,0 тонн/сут., а обводнённость 40,5 %. В сумме из него получено 1,7 тыс. тонн нефти, что на 0,2 тыс. тонн больше, чем из первого ствола.

Таким образом, в низкодебитных скважинах вторые стволы оказались почти равноценными первым, причина прекращения эксплуатации вторых стволов связана в основном с техническими осложнениями скважин, т.е. такая же, как и у первых стволов.

Анализ динамики обводнения и взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин

Закачка воды велась на западном участке в две нагнетательные скважины №№ 5 и 328, расположенные в приконтурной зоне. На рисунках 22–25 приведена динамика дебитов жидкости и обводнённости ближайших добывающих скважин в сопоставлении с динамикой закачки воды в нагнетательные скважины.

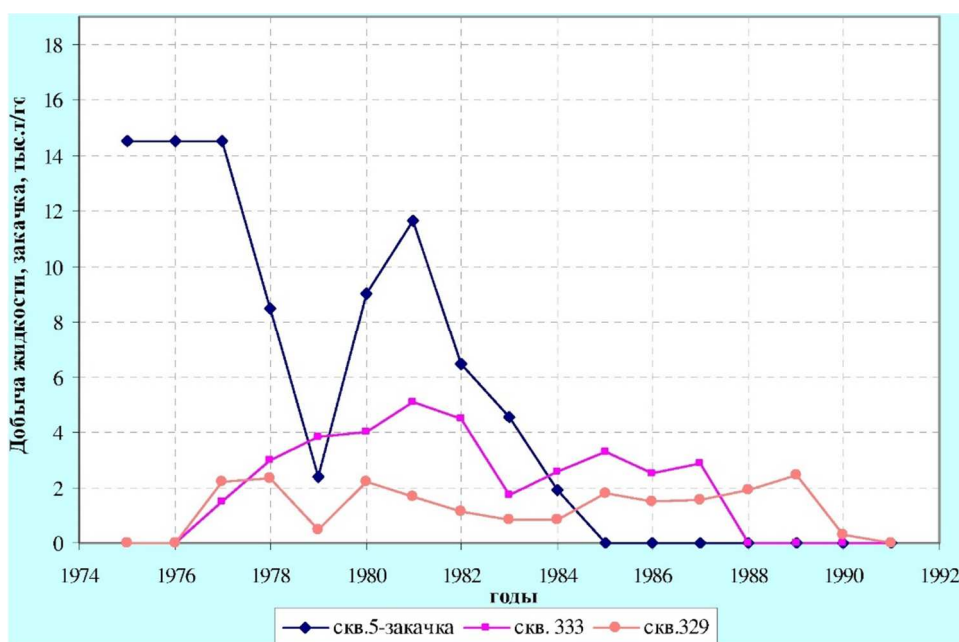


Рисунок 22 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 5 и добывающих скважин №№ 329 и 333

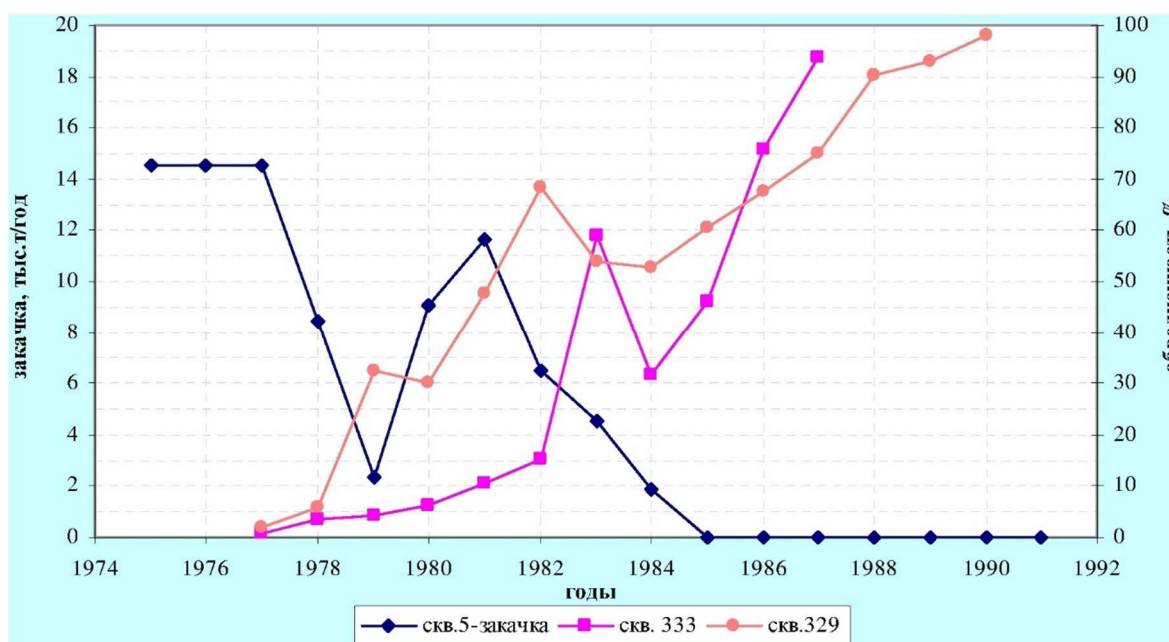


Рисунок 23 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 5 и добывающих скважин №№ 329 и 333

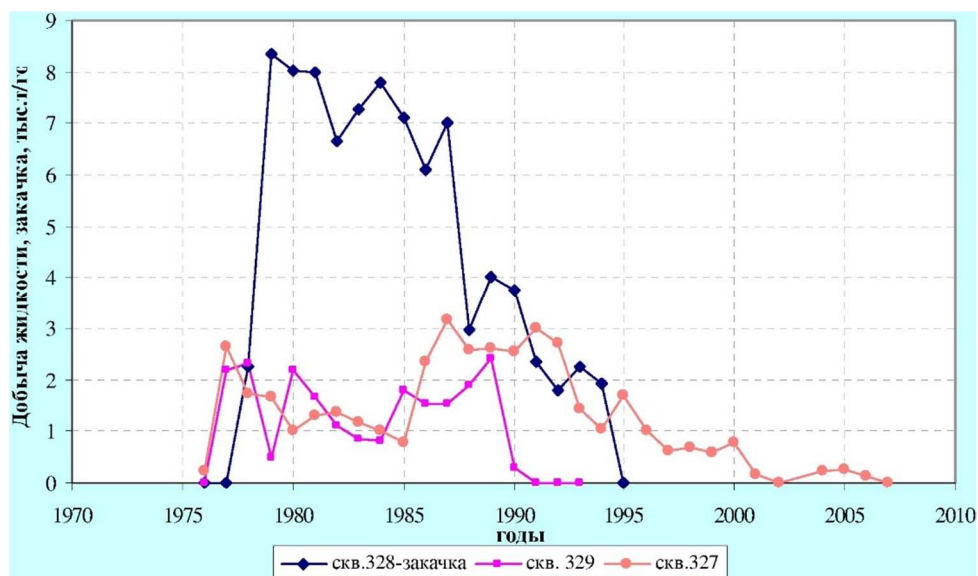


Рисунок 24 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 328 и добывающих скважин №№ 327 и 329

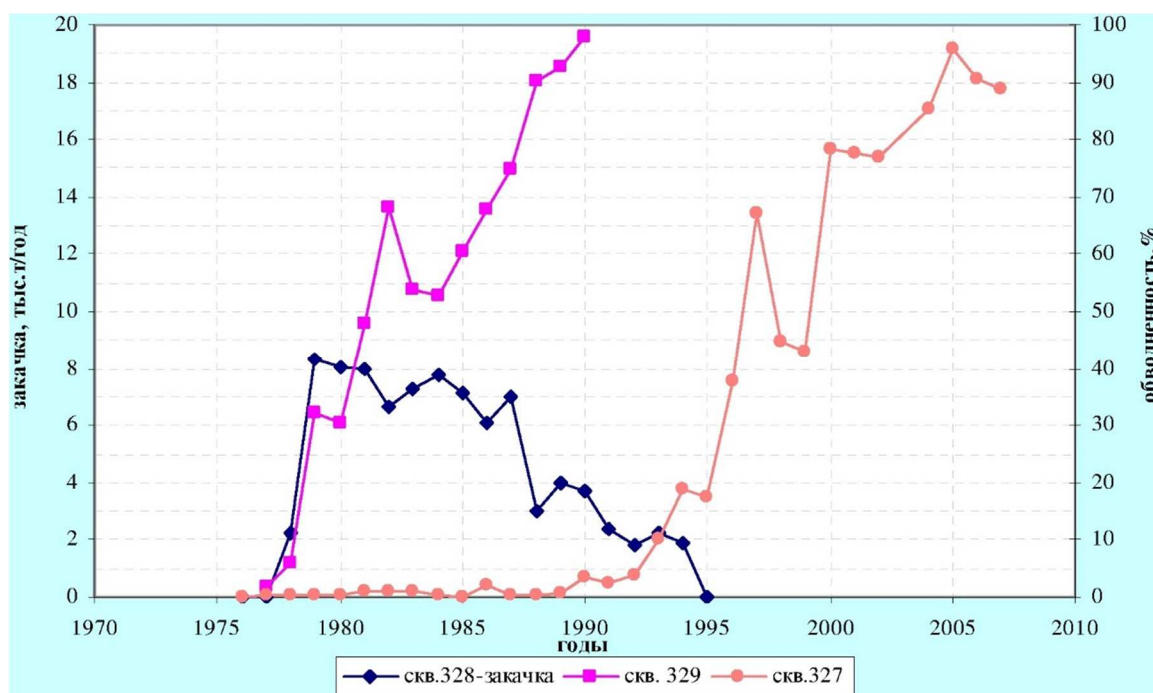


Рисунок 25 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 328 и добывающих скважин №№ 327 и 329

На основе анализа приведённых взаимозависимостей можно сделать следующие выводы:

- 1) добывающие скважины обводнились в период закачки воды, прекращение закачки воды не приводит к снижению обводнённости;
- 2) рост дебита жидкости наблюдается только в скважине № 329, находящейся между нагнетательными скважинами, прекращение закачки привело к некоторому снижению дебита жидкости.

Стабильный дебит скважин после прекращения закачки воды связан с влиянием законтурной зоны и небольшой величиной дебита – 2–6 тонн/сут. Следует заметить, что в скважинах №№ 5 и 328 были перфорированы большие интервалы горизонта ниже ВНК, что обусловило потери закачиваемой воды за контур нефтеносности.

Высокая обводнённость 90–95 % получена всего в трёх добывающих скважинах №№ 327, 333 и 329, по которым суммарная добыча нефти составила соответственно 36,7, 25,1 и 10,1 тыс. тонн, по остальным добывающим скважинам с большим суммарным отбо-

ром нефти эксплуатация прекращена из-за снижения дебита. На рисунках 26–29 приведена динамика обводнённости наиболее производительных скважин №№ 325 и 329 западного участка и №№ 331 и 336 восточного участка. Скважина № 325 – второй ствол – обводнилась скачком до 15–25 %, её обводнение сопровождалось снижением дебита жидкости, эксплуатация прекращена из-за его снижения. Динамика обводнения скважины № 329 связана с постепенной выработкой запасов дренируемой зоны пласта, величина которой весьма незначительна с объёмом запасов, приходящихся на эту скважину – в ней эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 13,7 м, причём по ГИС проницаемость большого количества прослоев колеблется от 128 мД до 581,8 мД. В скважинах восточного участка не получено высокой обводнённости; в скважинах №№ 331 и 336, динамика обводнения которых показана на рисунках 29 и 30, максимальная обводнённость достигла 30 и 34,8 %. Эта обводнённость получена уже после снижения дебита жидкости до 2–3 тонн/сут. (начальный дебит был 6–7 тонн/сут).

Анализ обводнения скважин Южно-Ключевого месторождения показывает, что к настоящему времени был охвачен заводнением небольшой объём залежи, для вовлечения в разработку всех имеющихся запасов должна быть восстановлена работоспособность всего фонда пробуренных скважин.

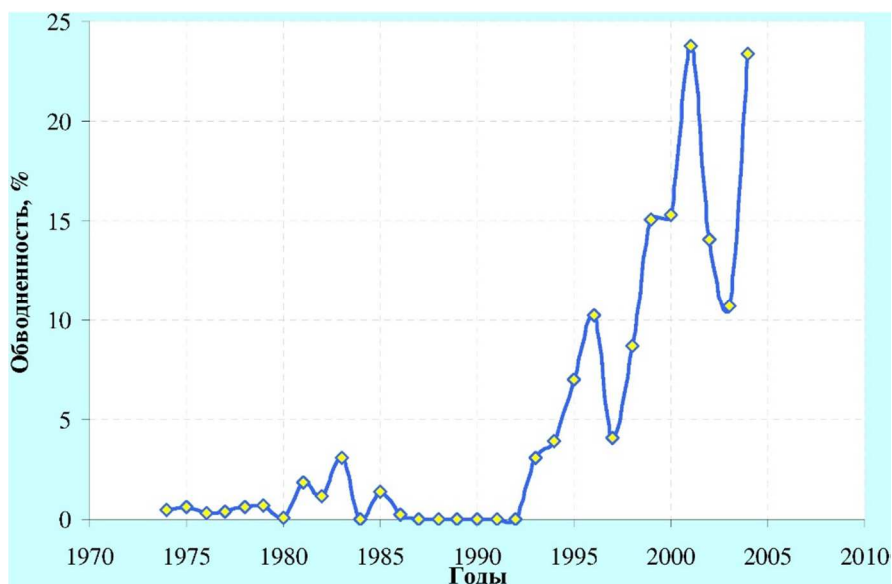


Рисунок 26 – Динамика обводнения скважины № 325

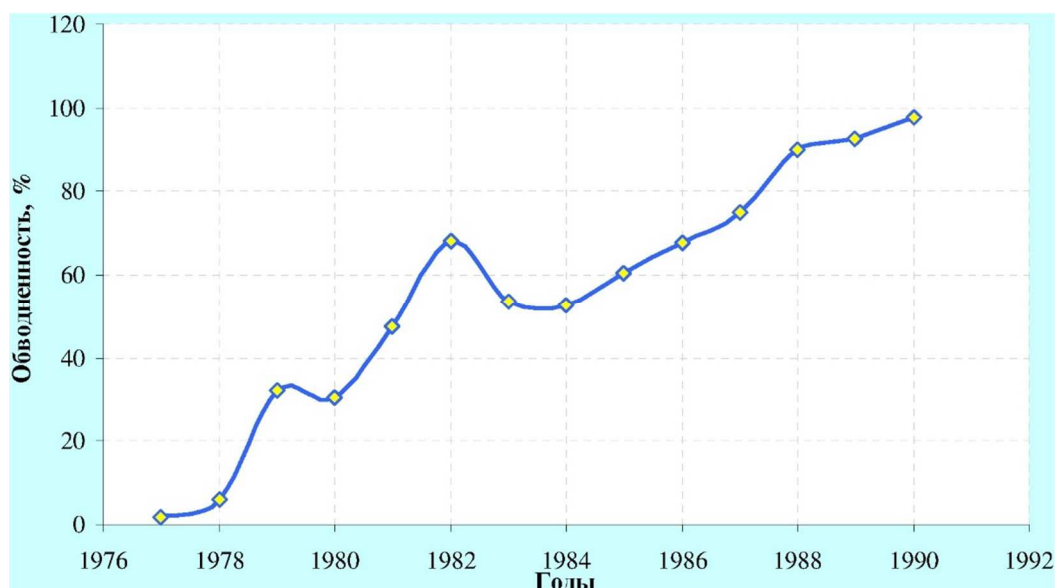


Рисунок 27 – Динамика обводнения скважины № 329

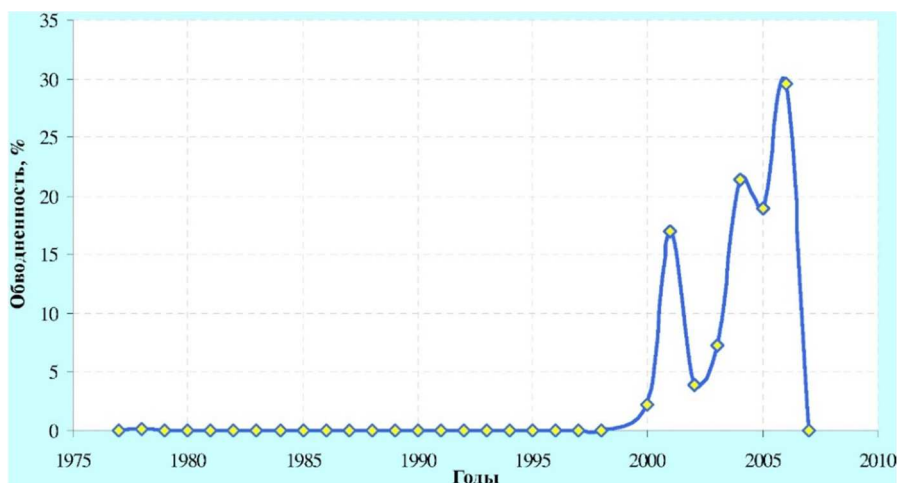


Рисунок 28 – Динамика обводнения скважины № 331

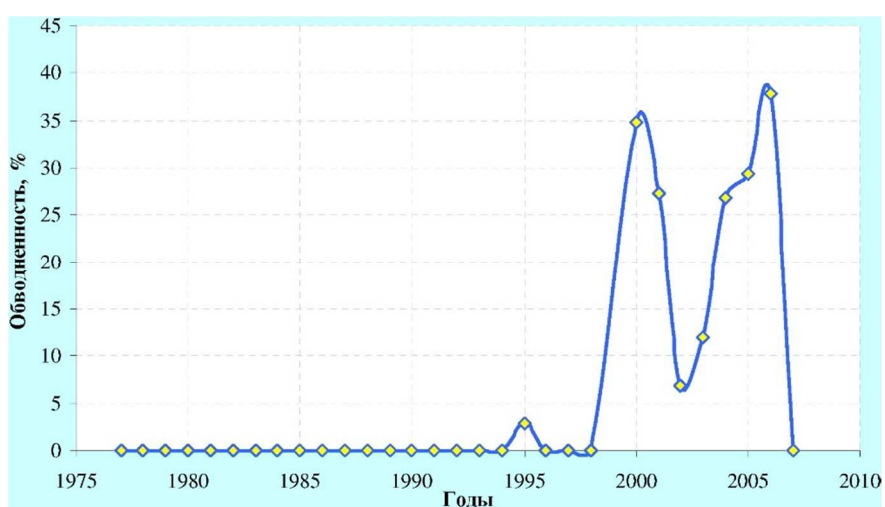


Рисунок 29 – Динамика обводнения скважины № 336

Характеристики вытеснения Южно-Ключевого месторождения

Характеристики вытеснения построены в целом для Южно-Ключевого месторождения (рис. 30 и 31), для западного участка (рис. 32 и 33) и для восточного участка (рис. 34 и 35).

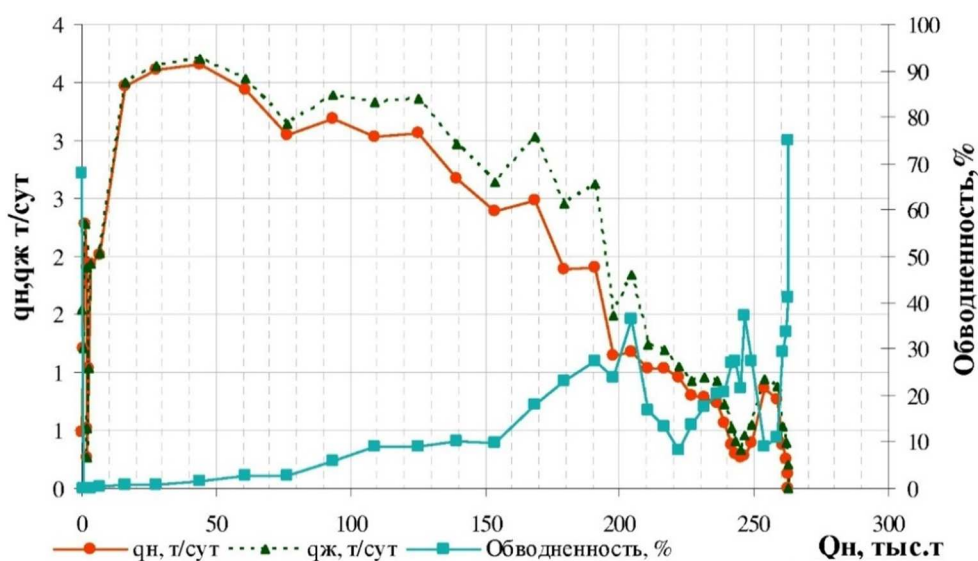


Рисунок 30 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению

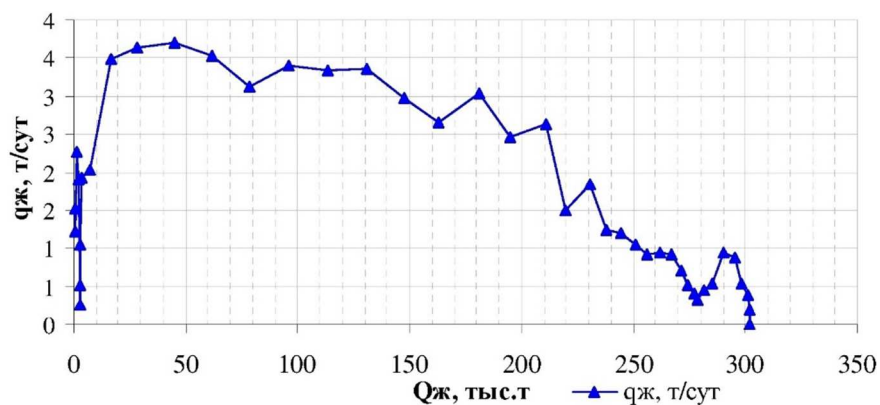


Рисунок 31 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению

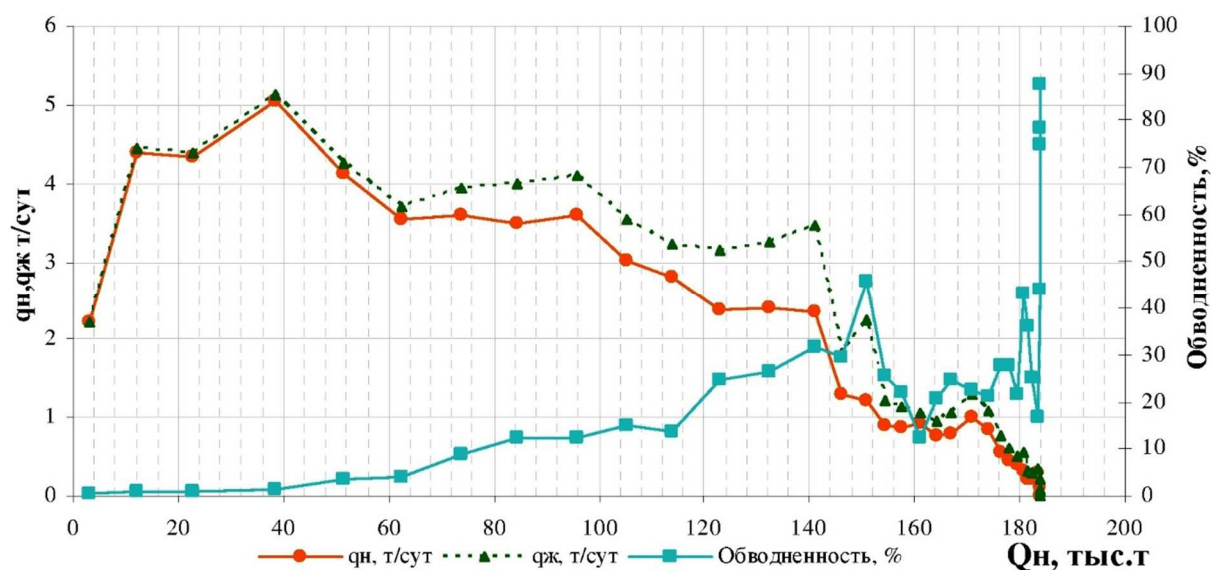


Рисунок 32 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (западный участок)

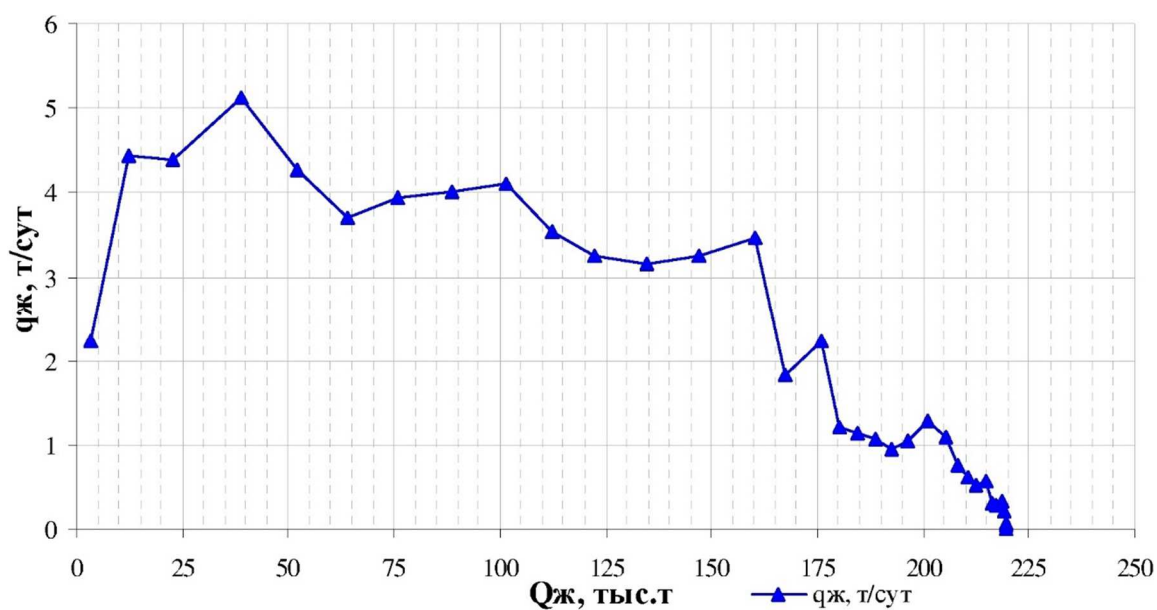


Рисунок 33 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (западный участок)

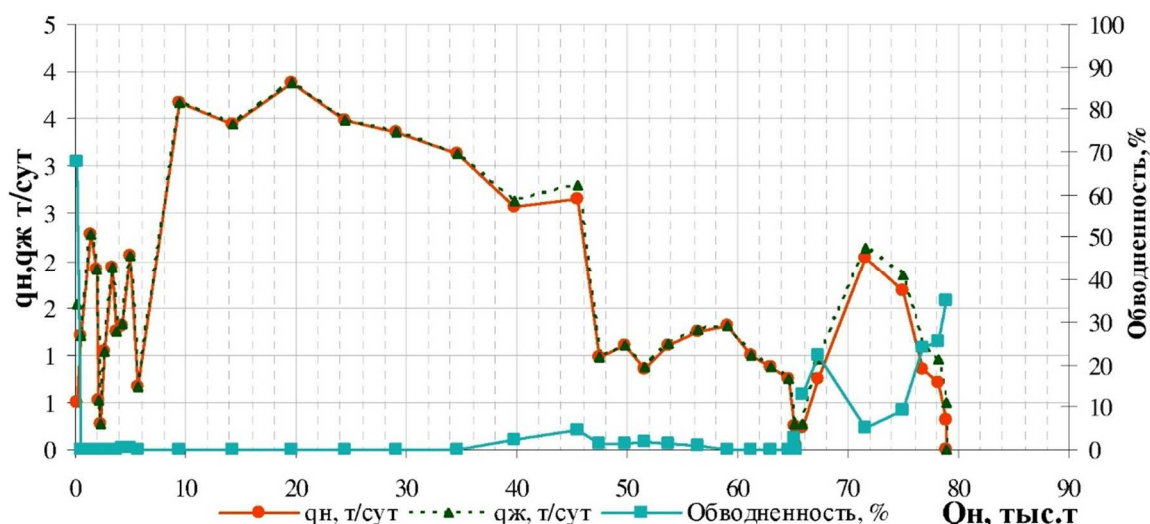


Рисунок 34 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (восточный участок)

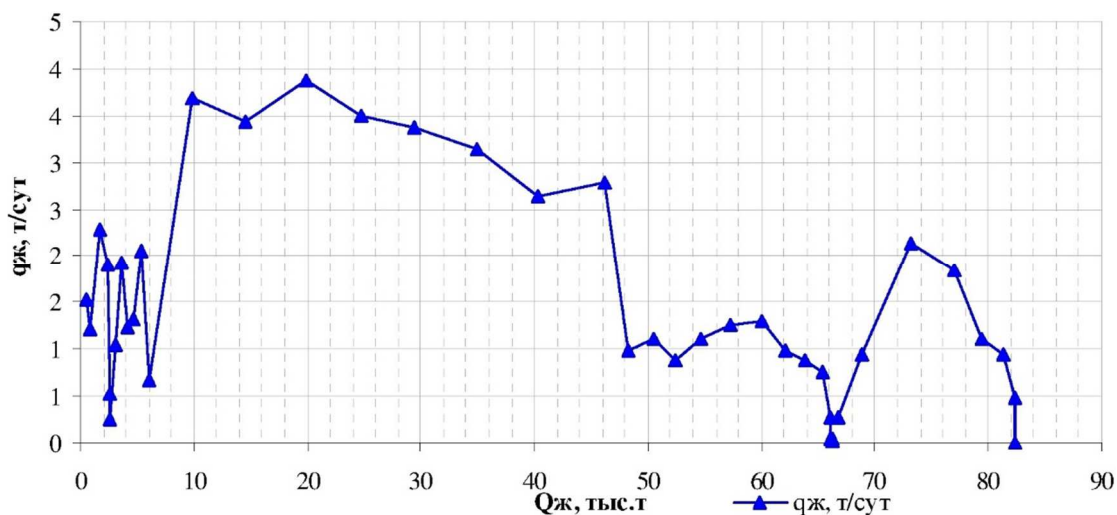


Рисунок 35 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (восточный участок)

Характеристика вытеснения в целом по участку Южно-Ключевой носит несколько условный характер, поскольку западный и восточный участки не взаимодействуют друг с другом через нефтенасыщенные зоны.

Рассмотрим характер выработки западного участка (рис. 32 и 33). Характеристика вытеснения показывает, что извлекаемые запасы, определённые за период стабильной эксплуатации скважин, составляют 360 тыс. тонн, примерно такая же величина запасов получается при экстраполяции закономерности обводнения скважин – 345 тыс. тонн. Снижение дебитов скважин приводит к потере запасов – прогнозные извлекаемые запасы оцениваются на уровне 240 тыс. тонн. Прогнозные запасы жидкости за стабильный период эксплуатации оцениваются равными 450 тыс. тонн, т.е. при благоприятной ситуации в эксплуатации скважин на одну тонну нефти получили бы 0,25 тонн воды. Это соответствует выработке довольно однородного объекта. На этом участке в большинстве скважин выделяется 4 пачки нефтенасыщенных пластов с различной проводимостью, поэтому можно предположить, что не весь разрез нефтенасыщенных пород дренируется. Оценённые максимальные прогнозные запасы несколько ниже утверждённых – 407 тыс. тонн, это можно объяснить низкой эффективностью эксплуатации части пробуренных скважин.

Прогнозные извлекаемые запасы, оценённые по характеристикам вытеснения скважин, следующие:

- скважина № 325 – 51 тыс. тонн;
- скважина № 326 – 22 тыс. тонн;

- скважина № 327 – 50 или более 80 тыс. тонн;
- скважина № 330 – 48–67 тыс. тонн;
- скважина № 340 – 53 тыс. тонн;
- скважина № 333 – 40–44 тыс. тонн;
- скважина № 329 – 25 тыс. тонн;
- по скважинам №№ 335 и 341 запасы определены ориентировочно равными 10–15 тыс. тонн.

В сумме по скважинам прогнозные извлекаемые запасы определены в объёме 333–367 тыс. тонн, эта оценка близка к величине, полученной для запада в целом.

Таким образом, потенциальные возможности пробуренных скважин обеспечивали почти полное извлечение промышленных запасов при сохранении их работоспособности.

Анализ характеристик вытеснения восточного участка показывает, что пробуренным фондом скважин можно было бы извлечь всего 115–120 тыс. тонн нефти, что значительно ниже утверждённых извлекаемых запасов (327 тыс. тонн). Прогнозные извлекаемые запасы, определённые по характеристикам вытеснения для каждой скважины, следующие:

- скважина № 2 – условно 2 тыс. тонн;
- скважина № 14 – 17 тыс. тонн;
- скважина № 331 – 56–60 тыс. тонн;
- скважина № 336 – 54 тыс. тонн;
- скважина № 334 – 11 тыс. тонн;
- скважина № 405 – условно 30 тыс. тонн.

Всего получаем 170–174 тыс. тонн, что также значительно ниже утверждённых запасов.

Таким образом, расчёты по оценке прогнозных извлекаемых запасов восточного участка показывают, что пробуренный фонд не может обеспечить извлечение всего объёма имеющихся запасов даже при его восстановлении, для их извлечения требуется принять серьёзные меры по восстановлению работоспособности фонда скважин.

Оценка эффективности применяемых систем разработки Южно-Ключевого месторождения

Южно-Ключевое месторождение включает в себя два участка или залива – западный и восточный, которые разделены зоной выклинивания коллекторов, но имеют единую законтурную систему. Они примыкают к уплотнённой южной зоне у общей линии выклинивания коллекторов, имеют значительно меньшие, чем основная залежь, максимальные дебиты нефти (до 9 тонн/сут.) и гидродинамически связаны с основной залежью. Гидродинамическая связь с основной залежью подтверждается постоянством пластового давления в течение всего периода разработки. Приконтурная закачка воды осуществлялась на западном участке, суммарная компенсация отбора пластовых жидкостей закачкой составила 62,4 %, Закачиваемая вода как бы косвенно влияла на показатели эксплуатации участка.

В более уплотнённой зоне оказался восточный участок, на котором только в двух скважинах из шести максимальный дебит нефти достигал 7 тонн/сут., по остальным он составлял 0,1–1,5 тонн/сут.

По состоянию на 01.07.2017 г. на западном заливе пробурено 11 скважин, перебывало в эксплуатации на нефть 9, нагнетательных – 3 (в т.ч. скважина № 333 переведена под закачку из числа добывающих), действующих добывающих скважин – 3. Всего отобрано нефти 183,95 тыс. тонн, жидкости 219,8 тыс. тонн, водонефтяной фактор составляет 1,195, текущая обводнённость – 45–75 %, текущая нефтеотдача – 0,205. По западному заливу утверждены следующие запасы: геологические 898 тыс. тонн, извлекаемые 407 тыс. тонн, КИН = 0,453.

На восточном заливе пробурено и перебывало в эксплуатации 6 добывающих скважин, действующих скважин 2, всего добыто 78,93 тыс. тонн нефти, 82,37 тыс. тонн жидкости, водонефтяной фактор составляет 0,043, текущая обводнённость 35 %, те-

кущий КИН = 0,108. По восточному заливу утверждены следующие запасы: геологические 735 тыс. тонн, извлекаемые 327 тыс. тонн, КИН = 0,445.

В целом по Южно-Ключевому месторождению получено 263 тыс. тонн нефти, достигнута нефтеотдача 0,161. Утверждены следующие запасы: геологические – 1633 тыс. тонн, извлекаемые – 734 тыс. тонн, конечная нефтеотдача – 0,450.

Оценка перспектив доработки Южно-Ключевого месторождения действующим фондом показывает, что суммарная добыча нефти может составить 270 тыс. тонн, КИН = 0,165.

Таким образом, на Южно-Ключевом месторождении достигнута очень низкая нефтеотдача. Причина получения низкой нефтеотдачи одна – практически не произошло заводнение залежей, а, значит, не произошло вытеснение нефти законтурной или закачиваемой водой в связи с низкой производительностью скважин. Остановка эксплуатации скважин происходила из-за снижения притока пластовых жидкостей в скважины при низкой обводнённости или даже при безводной добыче нефти. Основное направление в совершенствовании системы разработки Южно-Ключевого месторождения – это восстановление работоспособности фонда добывающих скважин.

Обоснование вариантов разработки Южно-Ключевого месторождения

На основе выполненных оценок потенциальных возможностей пробуренных скважин по довыработке остаточных запасов нефти выполнено ранжирование скважин по их эффективности и разработан план-график ввода скважин в эксплуатацию по годам, по горизонтам и участкам месторождения, исходя из максимального объёма бурения вторых стволов (4 скважины в год).

Рассмотрены следующие варианты разработки Южно-Ключевого месторождения.

Вариант 1 – реализуемый: в действующем фонде скважин находятся 5 скважин, однако за 6 месяцев 2017 года добыча нефти составила 13 тонн, а добыча жидкости 20 тонн, в то время как в 2016 году добыча нефти составляла 700 тонн и добыча жидкости 1200 тонн, обводнённость – 41,7 %. Ещё ранее годовая добыча нефти колебалась на уровне 1,5–2,1 тыс. тонн при обводнённости 25 %. Остаточные извлекаемые запасы по этому варианту оцениваются на уровне 7 тыс. тонн, тогда начальные извлекаемые запасы составят 270 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи 0,161. По этому варианту планируется восстановление годовой добычи нефти до 1,2 тыс. тонн. Доработка участков будет вестись на естественном упруговодонапорном режиме.

Вариант 2 – по этому варианту планируется провести РИР и восстановление производительности в четырёх скважинах западного участка (это скважины №№ 326, 333, 329 и 335), что позволит дополнительно ввести в активную разработку 68 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти. Эффективность проводимых КРС принята по аналогии с I горизонтом Ключевого месторождения. Суммарные извлекаемые запасы по второму варианту составят $270 + 68 = 338$ тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи 0,207. Для целей ППД под закачку воды вводится бывшая нагнетательная скважина № 5.

Вариант 3 – проблема выработки запасов Южно-Ключевого месторождения состоит в низких дебитах пробуренных скважин, поэтому предлагается восстановить низкодебитные пробуренные скважины путём забурирования вторых стволов и проведения в них гидроразрыва с получением дебита не менее 7–10 тонн/сут. Новые скважины будут в основном безводными в начальный период. Всего планируется пробурить с ГРП 12 скважин-дублёров, что обеспечит ввод в активную разработку всех извлекаемых запасов нефти – 734 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи составит 0,450. Для целей ППД вводится дополнительно бывшая нагнетательная скважина № 328, а в 2020 году после отработки на нефть вводится под закачку воды скважина-дублёр № 350, всего нагнетательных скважин по варианту – 3.

Согласно экономических расчётов наиболее эффективным является вариант 3, в котором запланированы следующие мероприятия по доработке Южно-Ключевого месторождения:

- рекомендуется в течение 2019–2022 гг. восстановить дебит с проведением РИР в четырёх скважинах;

- пробурить 12 скважин-дублёров с проведением в них ГРП в течение 2022–2027 гг.;
- восстановить с целью ППД две бывшие нагнетательные скважины;
- при необходимости усилить систему ППД позже по результатам эксплуатации залежи ещё одной скважиной из числа приконтурных обводнившихся добывающих скважин.

Всё это позволит ввести все утверждённые запасы нефти 734 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи составит 0,450.

Литература

1. Симонов М.Е., Ляхович А.Ф. Оперативная оценка запасов нефти I майкопского горизонта Южно-Ключевой площади (Западный залив). – Краснодар : Фонды ВНИПИТермнефть, 1975.
2. Брагин А.П., Лубенец Ю.Д. Составление проекта доработки месторождения Ключевое-Дыш : Отчёт по договору Р 29.90-91. – Краснодар : ВНИПИТермнефть, 1992.
3. Лубенец Ю.Д., Дрампов Р.Т., Коротков С.В. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания 2-х стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки. – Краснодар : ОАО «РосНИПИТермнефть», 2000.
4. Кичигина Т.М., Савченко А.П. Пересчет запасов нефти и газа I и II горизонтов Ключевого месторождения. – Краснодар : ОАО «РосНИПИТермнефть», 2004.
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., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Буцыленко И.Е., Пахлян И.А. Разработка мероприятий по повышению экологической безопасности и охране недр на примере доработки Ключевого месторождения : Прикладные вопросы точных наук / Материалы III Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей, посвящённой 60-летию со дня образования Армавирского механико-технологического института. – Армавир : Изд. КубГТУ, 2019. – С. 106–108.
12. Ваулина А.В., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Оценка состояния выработки запасов I и II горизонта Ключевого месторождения и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 144–167.
13. Дядченко М.Н., Омельянюк М.В. Проектирование доработки газонефтяного месторождения Ключевое // Наука и технологии в нефтегазовом деле: Тезисы докладов Международной научно-практической конференции, посвящённая 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2018. – С. 137–139.
14. Кусов Г.В. Проектирование мероприятий по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями, возникающими при эксплуатации скважин на месторождении Ключевое-Дыш Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 110-летию со дня рождения профессора, Лауреата государственной премии СССР К.В. Радугина (6–11 апреля 2009 года). – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2009. – С. 492–494.
15. Кусов Г.В. Разработка технико-технологических рекомендаций для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на месторождении Ключевое-Дыш Краснодарского края // Сборник тезисов 63-й научной студенческой конференции «Нефть и газ – 2009» (14–17 апреля 2009 года, г. Москва). Секция: Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. – С. 15.

16. Кусов Г.В. повышение качества проводимых мероприятий по борьбе с АСПО, возникающими при эксплуатации скважин на месторождении Ключевое-Дыш // ГеоИнжиниринг. – 2010. – № 1. – С. 12–22.
17. 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.
18. Мирзоян Ю.Д., Коноплёв Ю.Д. Применение промысловой сейсмики для доразведки разрабатываемых нефтегазовых месторождений (на примере месторождения Южно-Ключевое) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 6. – С. 31–49.
19. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М., Савенок О.В. Вопросы безопасности и экологичности на ключевом месторождении ООО «РН – Краснодарнефтегаз» : Актуальные вопросы охраны окружающей среды / сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород); Секция 6: Экологическая безопасность. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 356–363.
20. Омельченко Н.Н., Савенок О.В., Иолчуев А.М. Предупреждение и ликвидация отложений солей при добыче нефти на Ключевом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 27–52.
21. Палехин Д.О. Проектирование доразработки Ключевого месторождения : Актуальные проблемы научного и производственно-технического развития российского общества / сборник лучших научных докладов участников XXIV Внутривузовской студенческой конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 60-летию Армавирского механико-технологического института. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2018. – С. 157–158.
22. Шкирман Н.П., Киян А.П. Методика интерпретации и определение параметров продуктивных коллекторов (на примере Ключевого месторождения) // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 156–159.
23. Шкирман Н.П., Шарапов В.К. Петрофизические характеристики терригенных коллекторов и их использование для восстановления акустических свойств геологического разреза // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 160–162.
24. Шумейко С.А., Сологубов Д.С. Фотограмметрический метод создания трёхмерных моделей сложных технологических объектов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 98–101.

References

1. Simonov M.E., Lyakhovich A.F. Operative estimation of oil reserves of I Maikop horizon of South-Kluhevaya area (Western Bay). – Krasnodar : Funds of VNIPItermneft, 1975.
2. Bragin A.P., Lubenets Yu.D. Drawing up a project of additional development of the Klyuchevoe-Dysh field : Report under contract R 29.90-91. – Krasnodar : VNIPItermneft, 1992.
3. Lubenets Yu.D., Drampov R.T., Korotkov S.V. The project of additional development of Maikop deposits of areas Klyuchevaya, Dysh, Uzun, Yuzhno-Klyuchevaya for the purpose of substantiation of drilling of wells, drilling of 2 bores and the decision of a question of extraction of gas from a gas cap. – Krasnodar : JSC RosNIPITermneft, 2000.
4. Kichigina T.M., Savchenko A.P. Recalculation of oil and gas reserves of I and II horizons of Klyuchevoy field. – Krasnodar : RosNIPITermneft OJSC, 2004.
5. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2011. – 603 p.
6. 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.
7. 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.
8. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Butsylenko I.E., Pakhlyan I.A. Development of measures to improve environmental safety and protection of mineral resources on the example of the refinement of the key field: Applied issues of the exact sciences / Proceedings of the III International scientific-practical conference for students, graduate students, teachers, dedicated to the 60th anniversary of Armavir Mechanical and Technological Institute. – Armavir : Kuban State Technical University Publishing House, 2019. – P. 106–108.
12. Vaulina A.V., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Estimation of the state of the I and II horizon reserves development at the key field and the volume of the residual recoverable oil reserves // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 144–167.
13. Dyadchenko M.N., Omelyanyuk M.V. Designing of an oil-gas field refinement Klyuchevoe // Science and technology in oil and gas business: Abstracts of the International Native Scientific and Practical Conference devoted to the 100th anniversary of Kuban State Technological University and 25th anniversary of the Department of machinery and equipment of oil and gas fields of Armavir Mechanical and Technological Institute. – Krasnodar : Kuban State Technological University Publishing House, 2018. – P. 137–139.
14. Kusov G.V. Design of measures to combat asphalt-resin and paraffin deposits arising during operation of wells in the field Klyuchevoe-Dysh, Krasnodar Territory // Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XIII International Academician M.A. Usov Symposium of students and young scientists, dedicated to the 110th anniversary of the birth of Professor, Laureate of the USSR State Prize K.V. Radugin (6–11 April 2009). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2009. – P. 492–494.
15. Kusov G.V. Development of technical and technological recommendations for struggle with asphalt-resin and paraffin deposits on a field Klyuchevoe-Dysh of the Krasnodar territory // Collection of theses of 63rd scientific student conference «Oil and gas – 2009». (14–17 April 2009, Moscow). Section: Development of oil and gas fields, drilling of wells. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2009. – P. 15.
16. Kusov G.V. Improving the quality of measures to combat ARPD, arising from the operation of wells in the field Klyuchevoe-Dysh // GeoEngineering. – 2010. – № 1. – P. 12–22.
17. Kusov G.V., Savenok O.V. Methods of combating ARPD in the fields of OOO «RN – Krasnodarneftegaz» on the example of Uspenskogo and Goryacheklyuchevskogo areas: Construction and repair of wells – 2010 / Collection of reports of the International Scientific Conference (September 27 – October 02, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Territory) / OOO «Research and Production Firm» Nitpo. – Krasnodar : LLC «Research and Production Firm» «Nitpo», 2010. – P. 147–150.
18. Mirzoyan Yu.D., Konoplev Yu.D. Application of field seismics for additional exploration of developed oil and gas fields (by the example of Yuzhno-Klyuchevoye field) // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2003. – № 6. – P. 31–49.
19. Omelchenko N.N., Iolchuev A.M., Savenok O.V. Safety and environmental issues at the key OOO «RN - Krasnodarneftegaz field» : Actual issues of environmental protection / collection of reports of the All-Russian Scientific and Technical Conference (17–19 September 2018, Belgorod); Section 6: Environmental safety. – Belgorod : Publishing house of Belgorod State Technological University, 2018. – P. 356–363.
20. Omelchenko N.N., Savenok O.V., Iolchuev A.M. Salt deposits prevention and liquidation at oil production at the key field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 4. – P. 27–52.
21. Palekhin D.O. Designing the refinement of the Key deposit : Actual problems of scientific and industrial-technical development of the Russian society / collection of the best scientific papers of the participants of the 24th Intrivuzov Student Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University and the 60th anniversary of Armavir Mechanical and Technological Institute. – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2018. – P. 157–158.
22. Shkirman N.P., Kiyani A.P. Methods of interpretation and determination of parameters of productive reservoirs (by the example of the key field) // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 156–159.
23. Shkirman N.P., Sharapov V.K. Petrophysical characteristics of terrigenous reservoirs and their use to restore the acoustic properties of the geological section // Boo-Latovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas birth sites. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 160–162.
24. Shumeiko S.A., Sologubov D.S. Photogrammetric method of the three-dimensional models creation for the complex technological objects // Petroleum economy. – 2018. – № 10. – P. 98–101.

УДК 681

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ КЕРАМЗИТОБЕТОНА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ УДАРНОЙ ВЯЗКОСТИ



IMPACT TOUGHNESS STUDY OF EXPANDED CLAYDITE STRUCTURE

Крамаренко Аркадий Викторович

Кандидат технических наук, доцент,
доцент Центра архитектурно-конструктивных решений
и организации строительства,
Тольяттинский государственный университет

Власов Станислав Александрович

студент,
Тольяттинский государственный университет

Аннотация. В данной статье приведен анализ результатов исследований зависимости ударной вязкости от объемного содержания и степени гидратации цементного камня, на примере керамзитобетона. На основании проведенных экспериментов, в статье описывается, что увеличение относительного объемного содержания наполнителей (в пределах половины объема) приводит к нелинейному росту ударной вязкости керамзитобетона, а максимальное значение ударной вязкости зафиксировано для образцов 15 сутокочного твердения.

Ключевые слова: вязкость разрушения, гидратация цементного камня, ударная вязкость.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Science, Associate Professor,
Togliatty State University

Vlasov Stanislav Alexandrovich

Student,
Togliatty State University

Annotation. This article analyzes the results of the impact viscosity dependence on the volume content and degree of hydration of cement stone, using the example of expanded claydite concrete. On the basis of the conducted experiments, the article describes that the increase in the relative volumetric content of fillers (within half of the volume) leads to a nonlinear growth of impact toughness of expanded claydite concrete, and the maximum value of impact toughness is fixed for samples 15 days of hardening.

Keywords: fracture toughness, hydration of cement stone, impact toughness.

Основными наиболее важными свойствами строительных материалов являются прочность, водостойкость, морозостойкость, теплопроводность, выщелачиваемость [1], а также их способность сопротивляться распространению трещин (вязкость разрушения). Вне зависимости от вида или качества материала, в нем, с течением времени, будут образовываться такие дефекты, как трещины, поры или надрезы. Под действием небольших внешних нагрузок, трещины, поры (и другие дефекты) будут разрастаться, что в итоге приведет к разрушению материала. Из этого следует то, что надежность строительных конструкций напрямую зависит от того, насколько хорошо материал сопротивляется распространению трещин.

В первую очередь, вязкость разрушения зависит от скорости деформирования. Один и тот же материал способен при небольших скоростях деформирования показывать себя как пластичный, но если к нему прикладывать ударную (динамическую) нагрузку, то он становится хрупким.

Так же стоит учитывать и форму материала. При испытании вытянутых тонких образцов, материал ведет себя как вязкий (пластичный), но если изменить форму на, к примеру, куб больших размеров, то он становится хрупким. Данное свойство, как правило, связывают с изменением напряженного состояния в верхней точки трещины – переходом от плоского напряженного к плоскому деформированному состоянию.

В данной статье, при помощи экспериментов было исследовано, какое влияние оказывает объемное содержание наполнителя и степень гидратационных процессов на ударную вязкость керамзитобетона.

Ударной вязкостью материала, называется его способность к поглощению механической энергии в процессе деформации или разрушения, под действием ударной нагрузки (динамической нагрузки).

Выбор керамзитобетона в качестве объекта для экспериментов обуславливается его изученностью и широким применением на рынке строительных материалов [3].

Керамзитобетон [4, 5] испытывали на ударную вязкость α_H по методу Шарпи, при помощи маятникового копра. Принцип работы маятникового копра заключается в измерении энергии, которая затрачивается на разрушение образца единичным ударным нагружением. Количество потенциальной и остаточной энергии показывается на мониторе ПК, либо на шкале аппарата.

Для оценки динамической прочности принята величина работы, расходуемой при ударном изломе керамзитобетона на маятниковом копре, отнесенная к рабочей площади поперечного сечения образца. Схема приложения нагрузки к образцу показана на рисунке 1.

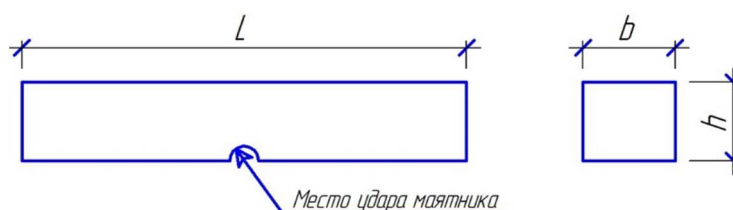


Рисунок 1 – Схема испытания керамзитобетона на ударную вязкость

На рисунке 1 показано место, куда будет наноситься удар ножа маятник, по методу Шарпи.

Для проведения эксперимента был выбран размер образцов равный 40×40×100 мм. Бетонная смесь замешивалась при помощи бетономесителя [2]. Содержание керамзитного наполнителя составляло 0, 10, 20, 30, 40, 50 % по массе, а размер гранул – 4,5 мм. В роли вяжущего использовался цемент марки М 500. Испытывались образцы разного возраста отверждения (1, 3, 10, 15, 30 суток), которые выдерживались в стандартных комнатных условиях.

Ударную вязкость α_H в Дж/м² определяли по формуле 1:

$$\alpha_H = \frac{A_H}{S}, \quad (1)$$

где A_H – работа образца на излом, Дж; S – площадь поперечного сечения образца в месте надреза, м².

Работа образца на излом A_H в Дж определяется по формуле 2:

$$A_H = A - A_c, \quad (2)$$

где A – суммарная работа образца керамзитобетона, Дж; A_c – работа совершаемая на преодоление вредных сопротивлений, Дж.

Результаты испытаний на ударную вязкость α_H сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты эксперимента образцов керамзитобетона на ударную вязкость

	Ударная вязкость α_H в Дж/м ² ·10 ³ для образцов разного возраста твердения				
	Возраст твердения образцов t, в сутках				
	1	3	10	15	30
V = 0 %	1,73	15,07	15,56	16,13	14,98
V = 10 %	5,03	20,01	20,08	21,22	17,28
V = 20 %	8,51	24,40	25,64	26,31	19,31
V = 30 %	8,51	27,55	30,10	31,15	23,32
V = 40 %	8,52	29,12	34,20	36,40	25,44
V = 50 %	8,53	30,02	35,21	40,01	28,50

На основании таблицы 1, был составлен график зависимости ударной вязкости от количества содержания наполнителя по объему, изображенный на рисунке 2.

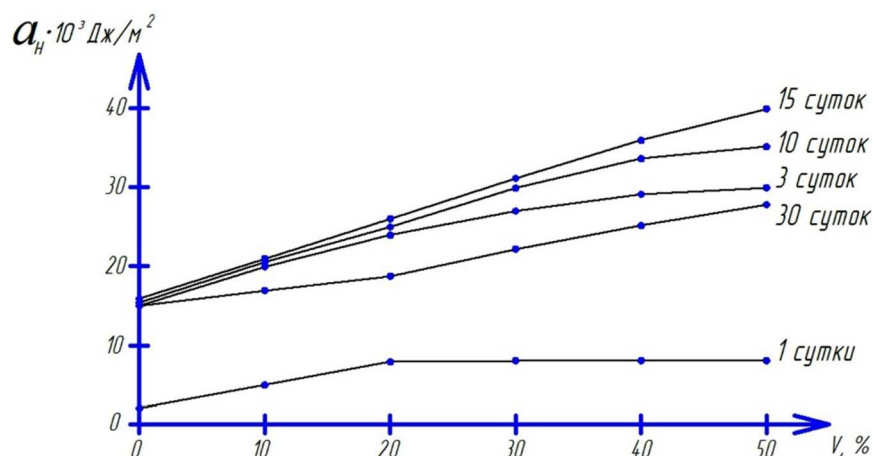


Рисунок 2 – Зависимость ударной вязкости от количества содержания наполнителя по объему

Таким образом, исходя из полученных результатов эксперимента, следует вывод что:

- вне зависимости от возраста образца, ударная вязкость возрастала с увеличением объемного содержания наполнителя;
- максимальное значение ударной вязкости зафиксировано для образцов 15 суточного твердения и была равна $40 \cdot 10^3$ Дж/м², а дальнейшее увеличение времени выдерживания образцов приводило к снижению ударной вязкости;
- увеличение времени отвердевания образцов керамзитобетона приводило к увеличению ударной вязкости, но лишь до 15 суток, а далее увеличения либо не происходило, либо происходил спад ударной вязкости.
- стандартное твердение керамзитобетона (30 суток) приводит к небольшому снижению ударной вязкости, что можно объяснить завершением гидратационных процессов.

Литература

1. Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibro-pressed product / A.V. Kramarenko, I.I. Esenkov // Materials science forum. – 2018. – С. 589–593.
2. Крамаренко А.В. Универсальный бетоносмеситель / А.В. Крамаренко [и др.]; Военный инженерно-технический университет; Патент на изобретение. – 2007.
3. Крамаренко А.В. Перспективные направления исследований керамзитобетона / А.В. Крамаренко, А.В. Голова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – С. 371–373.
4. Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента / Д.Е. Горячев, А.В. Крамаренко // Инновационная наука. – 2017. – № 5. – С. 61–63.
5. Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой фосфорного шлака автоклавного закаливания / А.В. Крамаренко, М.Н. Путилова // Символ науки. – 2017. – № 5. – С. 203–205.

References

1. Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibro-pressed product / A.V. Kramarenko, I.I. Esenkov // Materials science forum. – 2018. – P. 589–593.
2. Kramarenko A.V. Universal concrete mixer / A.V. Kramarenko [et al]; Military engineering-technical university; Patent for invention. – 2007.
3. Kramarenko A.V. Perspective directions of the expanded claydite concrete researches / A.V. Kramarenko, A.V. Golova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – P. 371–373.
4. Kramarenko A.V. Keramsit-concrete with an additive of a gypsum-cement-puzzolana binder on the magnesia cement basis / D.E. Goryachev, A.V. Kramarenko // Innovative science. – 2017. – № 5. – P. 61–63.
5. Kramarenko A.V. Keramsit-concrete with addition of the autoclave hardening phosphorus slag / A.V. Kramarenko, M.N. Putilova // Symbol of science. – 2017. – № 5. – P. 203–205.

УДК 69.036

АУТРИГЕРНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ



OUTRIGGER STRUCTURAL SYSTEMS

Григорьева Валерия Павловна

студент института строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный
технологический университет
m867my@mail.ru

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
lan.75@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается рациональное применение аутригера по высоте в конструкциях высотных зданий, определены преимущества и недостатки аутригерных систем, а также области их применения.

Ключевые слова: высотное здание, конструктивная система, аутригер, небоскреб, колонна, ядро жесткости, прочность, надежность, горизонтальная нагрузка, опоясывающая ферма, ядро жесткости, горизонтальное перемещение верха здания.

Grigoryeva Valeriia Pavlovna

student of the Institute of Construction and
Transport Infrastructure,
Kuban State University of Technology
m867my@mail.ru

Leonova Anna Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of the Department of Building Structures,
Kuban State University of Technology
lan.75@mail.ru

Annotation. The article discusses the rational use of outrigger in height in the construction of high-rise buildings. The advantages and disadvantages of outrigger systems, as well as their areas of application, are identified.

Keywords: high-rise building, structural system, outrigger, skyscraper, column, stiffness core, strength, reliability, horizontal load, girde truss, stiffness core, horizontal movement of the top of the building.

В современном строительстве большую роль отводят уникальным зданиям. Эти уникальные – высотные здания являются показателями мощи, могучести, силы строительной компании, да и не только её. Такие сооружения являются показателями развития города в строительстве, эти здания – небоскребы, в свою очередь являются визитной карточкой государства, чем выше дома, тем развитее государство.

В России до сих пор идет урбанизация населения, но города не могут все время разрастаться в ширь, но они могут подниматься в высоту. И на помощь пришло высотное строительство. Но не стоит забывать, что у каждого многоэтажного здания есть свои особенные характеристики, такие как: многократное увеличение горизонтальных (ветровых) нагрузок в сравнении с вертикальными; повышенная вертикальная нагрузка на конструкции, основание и фундамент; многократное увеличение требований безопасности от различных факторов, например, вибрации, пожара, локального разрушения, аварии, сейсмической нагрузки; усложнения обеспечения взаимной работы несущих конструкций здания и неравномерное нагружение стен, колонн, и других несущих элементов. Для данных ситуаций разработали некоторые варианты эффективного строительства, один из них – аутригеры различных видов.

Аутригеры – это мощная система распорок, опоясывающих сооружение, благодаря которым нагрузка при воздействии ветра равномерно рассеивается между ядром и колоннами каркаса, а также другими несущими конструкциями и здание не опрокидывается.

Система аутригеров служит для уменьшения опрокидывающего момента в ядре и для передачи уменьшенного момента колоннам вне ядра, вызывая в них напряжения растяжения.

Использование аутригерных систем имеет множество достоинств:

– возможность не ограничивать материальный аспект в использовании строительных материалов (можно задействовать сталь, бетон или композиционный материал);

– основные опрокидывающие моменты и взаимодействующие с ними возникающие деформации могут быть уменьшены действующими обратными моментами, приложенными к ядру на каждом перекрестке аутригера. Этот момент создается парой сил во внешних колоннах, с которыми аутригер соединяется;

– аутригеры сокращают перемещения и напряжения в колоннах и системе фундамента;

– внешний шаг колонны не влияет на структурные изменения и можно запросто изменить ее расположение, если это нужно для функциональных и эстетических требований;

– внешнее ограждение может складываться из простых балок и колонн (без твердых связей, типа структуры), это приводит к повышению экономической эффективности;

– для зданий прямоугольной формы аутригеры могут включить в работу средние колонны при воздействии ветровых нагрузок в более критическом направлении. В одиночных ядрах и трубчатых системах эти колонны несут значительные нагрузки от своего веса или не работают на 100 %. В некоторых случаях системы аутригера могут эффективно включить силы тяжести почти каждой колонны в боковую систему сопротивления нагрузкам, приведя к значительным сокращения затрат.

Главный недостаток этих систем – потенциальное влияние на свободное пространство. Это можно сократить или даже устранить применением различных комбинаций:

– использовать аутригеры на технических или промежуточных уровнях;

– располагать аутригеры только в естественных наклонных линиях строительного профиля;

– для минимального воздействия в каком-то одном уровне использовать включение многоуровневых диагональных аутригеров;

– смещение и наклон аутригеров, в соответствии с функциональной планировкой расположения помещений;

Еще одним потенциальным недостатком является то, что монтаж аутригеров нужно устанавливать строго по проектной документации.

Используя данную систему нужно не забывать о том, что аутригеры нуждаются в следующем:

– повышение трудоемкости в установлении узлов и опорных соединений, следовательно, увеличение стоимости сооружения;

– из-за наличия опрокидывающих сил происходит увеличение размера основания во избежание обрушения здания;

– использование дорогостоящих и время затратных розеток – гнезд для соединения элементов системы.

Аутригеры могут быть одноэтажными и многоэтажными, горизонтальными и диагональными, металлическими и железобетонными, сплошными и стержневыми системами, со связями и без них. Эти конструкции в каждом высотном здании уникальные и могут быть различными в пределах одного объекта.

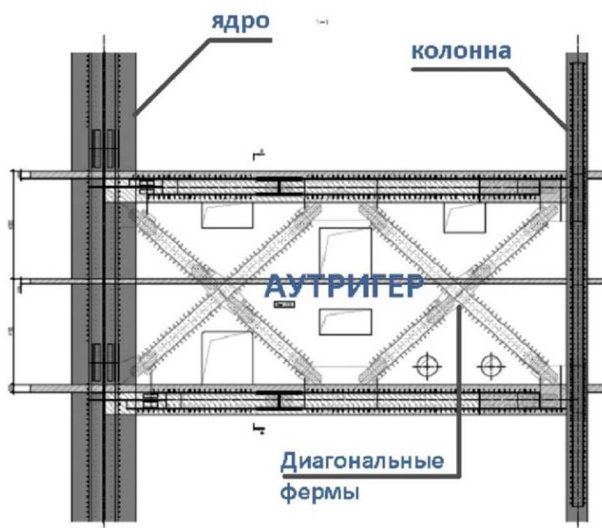


Рисунок 1 – Двухэтажный аутригер

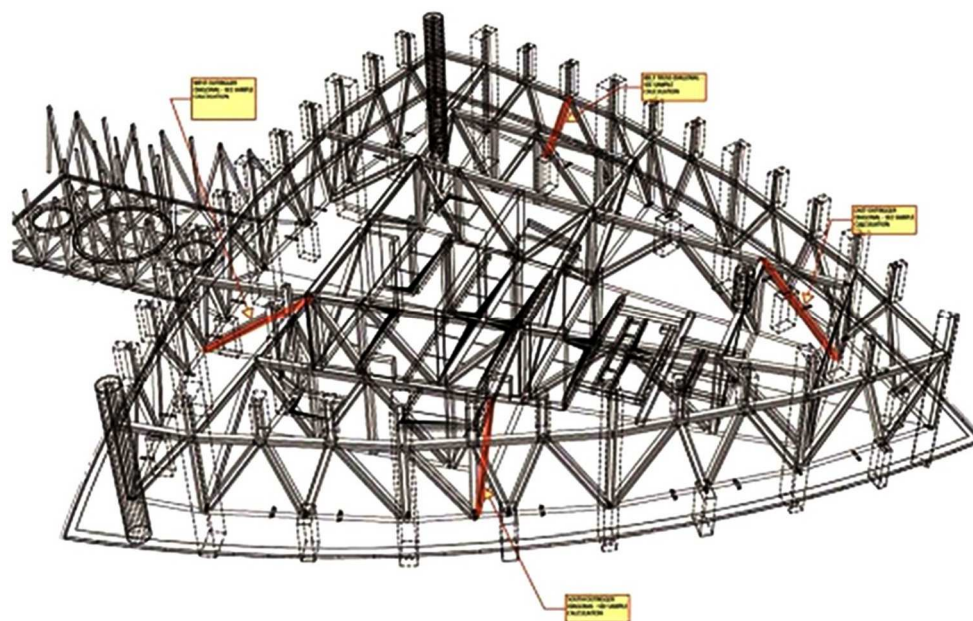


Рисунок 2 – Одноэтажный аутригер

По способу соединения наружных колонн и ядра жесткости аутригеры можно разделить на: опорные и «условные».

Когда колонны расположены по контуру здания, а балки и фермы напрямую соединены с колоннами и ядром, то такой способ называется опорным.

А при передаче изгибающих моментов от ядра к подвеске происходит не напрямую, то есть без прямого соединения ядра с ленточными бондажными поясами, так же происходит использование перекрытий с высокой жесткостью в горизонтальной плоскости – «условно-виртуальный» вид.

Ленточные бондажные пояса применяются трех видов: ферменные, сплошные и рамные. Наиболее используемыми в строительстве являются ферменные пояса.

Устройство аутригеров сокращает зависимость высотного здания от ядра жесткости и позволяет увеличить пространство от ядра к наружным колоннам. Это увеличивает функциональное применение пространства. Использование ядер жесткости совместно с аутригерными системами позволяет увеличить жесткость высотного здания, уменьшить толщину его ядра, а также площади армирования.

В качестве главных свойств, по которым определяется эффективность размещения аутригера, приняты характеристики нормируемые в: горизонтальное перемещение верха здания, ускорение в горизонтальной плоскости от действия ветровой нагрузки, а также рекомендуемая частота собственных колебаний от динамического воздействия ветра.

Проводя эксперимент, аутригер поочередно устанавливался на определенных этажах данного объекта, и для каждого случая фиксировались и записывались расчетные характеристики. После того, как по относительному перемещению находилось максимальное положение одного аутригера, в расчетную схему вводился второй, который также методом проб устанавливался на определенных этажах.

По относительному перемещению верха здания определялось оптимальное положение второго аутригера. Проанализировав полученные данные можно прийти к выводу:

– При высоте 45 этажей уменьшение относительного горизонтального перемещения здания с рациональным положением аутригера по сравнению с перемещением здания без аутригера составляет 26 %, при высоте 60 этажей – 20 %, а при высоте 75 этажей – 14 % (рис. 3). При различной конфигурации здания в плане эффект установленного аутригера виднее. Заметно, что у зданий более малой этажности, но с установленным аутригером, степень совместной работы периметральных колонн и ядра больше. Оптимальное положение первого аутригера зависит от высоты самого здания и определяется по высоте верха плиты фундамента $(5/6-13/14)H$, где H – общая высота здания. Как представлено на рис. 3, заметное уменьшение относительных горизонтальных перемещений также дает расположение аутригеров на верхнем этаже здания.

Для здания высотой 45 этажей (180 м) уменьшение перемещений аутригеля достигает 24 %, для 60-этажного (240м) – 18 %, а для 75 –этажного (300 м) – 13 %.

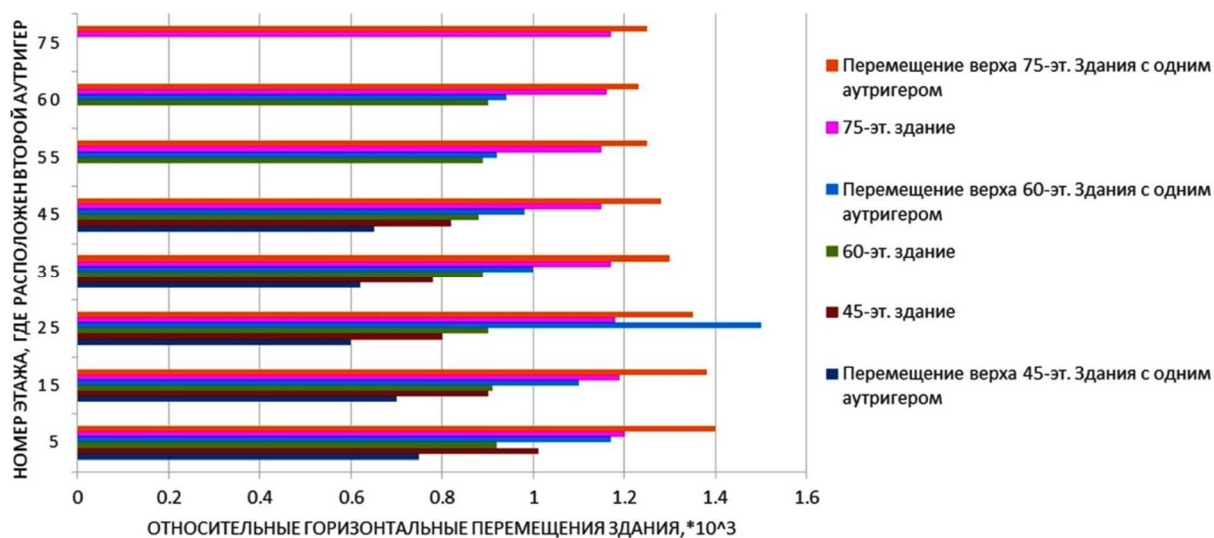


Рисунок 3 – Зависимость горизонтальных перемещений верха зданий первого и второго аутригеров

Оптимальное положение второго аутригера определилось в зоне расположения первого (см. рис. 3). Это означает, что, посмотрев с позиции повышения жесткости здания, вместо двух аутригеров на различных уровнях выгоднее устанавливать аутригеры с большей высотой, чем высота типового этажа, или задействовать двухэтажный аутригер. В данной ситуации уменьшение относительного горизонтального перемещения в сравнении со зданием с одним аутригером составило: для 75-этажного здания 8 %, для 60-этажного 11 %, для 45-этажного – 15 %. Но сравнения со зданием без аутригеров уменьшение составляет: для 75-этажного здания – 21 %, для 60-этажного – 29 %, для 45-этажного – 37 %.

Для рассмотренных расчетных схем величина ускорений по 1-й форме колебаний составляет 26–36 мм/с². При этом максимальные ускорения с одним аутригером (рис. 4) относятся к тем схемам, в которых аутригер в здании установлен в середине сооружения по высоте и ниже, но не выше центра здания. Графики зависимости ускорений от расположения второго аутригера имеют более ровные столбики, чем графики для зданий с одним аутригером и располагаются равноправно графикам для сооружения с одним аутригером.

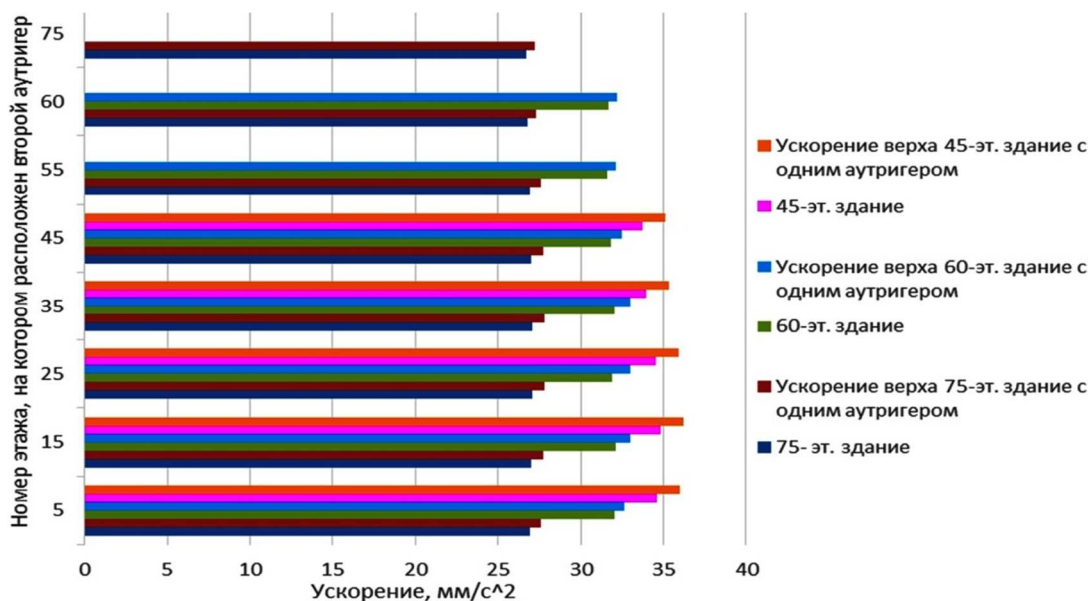


Рисунок 4 – Зависимость ускорения верха этажа от положения первого и второго аутригеров

Более того, рисунок 5 показывает, что постановка аутригера на рациональной высоте 75-этажного здания позволяет сократить период первой формы собственных колебаний на 0,6–0,7 с, а двух аутригеров графики зависимости снижаются на 0,85 с.

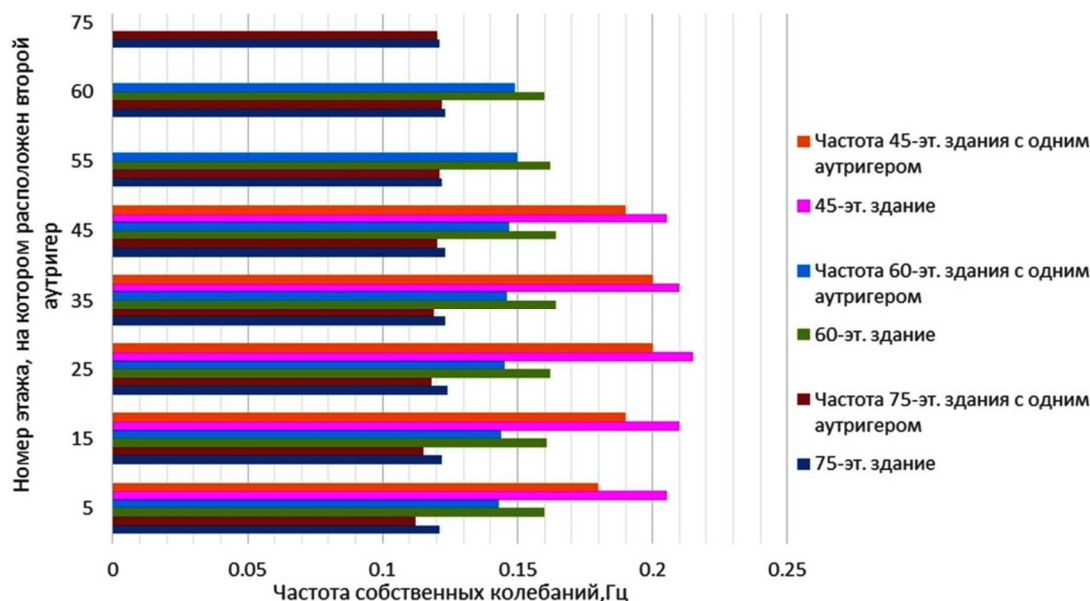


Рисунок 5 – Зависимость частот собственных колебаний от положения первого и второго аутригеров

Просмотрев данную статью можно сделать определённые выводы:

- Положение первого аутригера зависит от высоты здания и от уровня верха фундамента.
- Значительное уменьшение горизонтальных перемещений верха здания позволяет располагать второй аутригер вблизи от первого (на смежном уровне).
- Сложная система аутригеров в малоэтажных зданиях, таких как высотой 160–200 м и более низких, не рациональна, поэтому выгоднее увеличить момент инерции ядра жесткости.
- Оптимальное использование двухэтажных аутригеров, вместо расположения двух аутригеров на разных уровнях, допустимо в зданиях высотой 260–320 м (с целью уменьшения периода собственных колебаний).
- Для изменения шага колонн, на нижних этажах здания, при использовании опоясывающей фермы, не рекомендуется ее связывать с ядром жесткости, так как увеличивается трудоемкость здания, а это не рационально в данном случае.
- Также установлено, что аутригерные конструкции практически не влияют на величины ускорений верха зданий от динамического действия ветра, которые можно понизить путем увеличения жесткости ядра или иными конструктивными мероприятиями.

Литература

1. Шуллер В., Конструкции высотных зданий. – М. : Стройиздат, 1979. – 248 с.
2. Энгель Х., Несущие системы. – М. : АСТ, Астрель, 2007. – 344 с.
3. Травуш В.И., Конин Д.В. Работа высотных зданий с применением этажей жесткости (аутригеров) // Вестник ТГАСУ. – 2009. – № 2. – С. 77–91.
4. Карамышева А.А. [и др.]. Аутригеры высотных зданий // Инженерный вестник Дона. – 2018. – № 3. – URL : ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2018/5090
5. Журнал «Высотные здания» TallBuildings, апрель 2014. – С. 110–115.

References

1. Schuller V., Structures of high-rise buildings. – М. : Stroyzdat, 1979. – 248 p.
2. Engel H., Carrier Systems. – М. : AST, Astrel, 2007. – 344 p.
3. Travush V.I., Konin D.V. Work of high-rise buildings with application of the stiffness floors (outriggers) // Vestnik TGASU. – 2009. – № 2. – P. 77–91.
4. Karamysheva A.A. [et al]. Outriggers of high-rise buildings // Engineering bulletin of the Don. – 2018. – № 3. – URL : ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2018/5090
5. TallBuildings magazine, April 2014. – P. 110–115.

УДК 681.326

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОБЛИЦОВОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ВЕНТИЛИРУЕМОГО ФАСАДА



COMPARATIVE ANALYSIS OF FACING MATERIALS FOR VENTILATED FACADE

Дворная Зинаида Львовна
Кубанский государственный
технологический университет
orchid170919@yandex.ru

Снозовая Анастасия Александровна
Кубанский государственный
технологический университет
1771@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены разнообразные виды облицовочных материалов для вентилируемого фасада. Проанализированы их достоинства и недостатки, безопасность эксплуатации и декоративные свойства. На основе этих параметров выбран оптимальный вариант облицовочного материала.

Ключевые слова: навесной вентилируемый фасад, полимерное покрытие, плиты из природных материалов, срок безремонтной эксплуатации, эстетическая привлекательность.

Dvornaya Zinaida Lvovna
Kuban state technological University
orchid170919@yandex.ru

Snozovaya Anastasia Alexandrovna
Kuban state technological University
1771@yandex.ru

Annotation. The article considers different types of facing materials for ventilated facade. Their advantages and disadvantages, operational safety and decorative properties are analyzed. On the basis of these parameters the optimal variant of facing material is chosen.

Keywords: hinged ventilated facade, polymer coating, plates made of natural materials, maintenance-free operation, aesthetic appeal.

Навесной вентилируемый фасад, иначе называемый НВФ, представляет собой сложную систему, состоящую из следующих компонентов: 1) конструктивного элемента, 2) утеплителя, 3) воздушной прослойки и 4) наружной облицовки.

НВФ, по мнению экспертов, – это инновационная система, в которой конструктивный элемент и утеплитель представлены преимущественно бетоном и жесткими плитами, а для облицовки используется значительное количество разнообразных природных и синтетических материалов.

Остановимся более подробно на анализе облицовки, иначе называемой в строительной индустрии наружными панелями. Прежде всего следует обратить внимание на выбор наружных панелей, который зависит от различных факторов. Главными признаны следующие факторы: 1) климатические условия в районе строительных работ и 2) объемно-планировочное решение, отражающее специфические особенности конкретного здания.

Помимо перечисленных выше факторов, влияющих на предпочтение тех или иных видов наружных панелей, немаловажную роль при выборе той или иной облицовки играет также эстетический компонент.

Рассмотрим наиболее распространенные разновидности наружных облицовочных панелей среди используемых в современном строительстве. В первую очередь – это *сталь* или *алюминий с покрытием*. Основой для такого вида панели является холоднокатаная сталь толщиной от 2 мм до 4 мм с различными полимерными покрытиями.

Среди *полимерных покрытий* наиболее активно применяются следующие виды: 1) полиэстер, иначе именуемый полиэфиром (ПЭ), 2) пластизол (ПЛ), 3) поливинилфторид (ПВФ). Каждое из перечисленных полимерных покрытий имеет свои специфические особенности.

Так, покрытие из полиэфира представляет собой слой полиэфирной краски толщиной 25 мкм. Имеет глянцевую поверхность.

Что касается пластизола, то он представляет собой покрытие толщиной 200 мкм на основе поливинилхлорида. Отличительная особенность пластизола: имеет тисненую поверхность преимущественно светлых расцветок.

Поливинилфторидовое покрытие состоит на 80 % из поливинилфторида и на 20 % из акрила. Толщина ПВФ – 27 мкм. Данный вид покрытия имеет металлизированную или глянцевую поверхность.

Преимущественные особенности поливинилфторида по отношению к полиэфиру и пластизолу – это стойкость к выцветанию и устойчивость к воздействию различных агрессивных сред.

Перечисленные выше виды полимерных покрытий используются в таких облицовочных *композитных материалах*, как: 1) алюминиевые композитные панели, 2) фасадные кассеты из алюминия, 3) металлокассеты, 4) линейные панели.

Далее, среди современных облицовочных панелей следует обратить внимание на разнovidность, привлекательную и актуальную с точки зрения экологии. Это плиты из природных материалов. Среди них следует отметить следующие: 1) керамогранит, 2) терракотовую панель, 3) натуральный камень, 4) фиброцементную плиту. Производятся рассматриваемые минеральные плиты преимущественно на основе глины, песка, полевого шпата с добавлением разнообразных пигментов.

Так, керамогранит представляет собой материал толщиной 10 мм, изготовленный из следующих компонентов: белой глины, кварцевого песка, пегматитов и полевого шпата путем обжига спрессованной смеси при температуре 1300 градусов.

Помимо керамогранита среди натуральных облицовочных панелей не меньшей популярностью пользуются также терракотовая панель, натуральный камень и фиброцементная плита.

Терракотовая панель производится путем обжига экструдированной глины. Толщина плиты составляет от 18 мм до 40 мм.

Натуральный камень представляет собой природный материал толщиной от 20 до 50 мм.

Фиброцементная плита – это облицовочный материал, состоящий из спрессованной цементноволокнистой смеси. Толщина фиброцементной плиты составляет от 6 мм до 12 мм.

Панели из *композитных материалов* и плиты из *природных материалов* имеют ряд функциональных и структурных особенностей, которые позволяют расширять или наоборот – ограничивать возможности их использования для облицовки вентилируемого фасада.

Так, композитные панели имеют небольшой вес благодаря толщине, составляющей несколько миллиметров. Это позволяет облицовывать ими фасады многоэтажных и высотных зданий. Однако композитные панели имеют покрытия из полимерных материалов, имеющих помимо положительных свойств существенные недостатки. Рассмотрим две основные особенности, препятствующие их активному применению в строительной сфере.

Во-первых, полимерные покрытия с экологической точки зрения небезопасны, так как подвержены горению и имеют различные классы горючести, в том числе Г4. Некоторые виды панелей «включают слой из полиэтилена, который выделяет газообразные продукты горения и затем воспламеняется с дальнейшим обильным появлением горящих капель расплава» [1, с. 86].

Во-вторых, композитные панели с полимерным покрытием не отличаются особой долговечностью – средний срок их службы составляет около 15–20 лет. Стоит при этом подчеркнуть, что срок безремонтной эксплуатации является немаловажным свойством, влияющим на активность применения того или иного материала.

Учитывая актуальность экологических проблем, следует более подробно рассмотреть вопрос использования плит на минеральной основе для облицовки вентилируемого фасада. Несомненный плюс плит из минеральных материалов – это высокая огнестойкость.

Отличительные особенности минеральных плит – это достаточно большая толщина и значительный вес. Учитывая данные особенности, для монтажа минеральных плит используют специальные крепления из стали – кляммеры, толщина которых должна быть не менее 1,2 мм. Из-за значительного веса (одна керамогранитная плитка размером 600×600×10 мм весит около 9 кг) эта конструкция требует использования массивной подосновы [2, с. 86].

Срок безремонтной эксплуатации керамогранита, терракотовой панели, натурального камня составляет до 100 лет, а фиброцементной плиты значительно меньше – приблизительно 15 лет.

Стоит остановиться на декоративных свойствах рассматриваемых видов облицовки вентилируемого фасада.

Плиты с полимерным покрытием имеют широкую палитру цветов, что позволяет применять их при осуществлении неординарных архитектурных решений. Покрытие плиты может быть как матовым, так и глянцевым или металлизированным. Этот вид облицовочных материалов хорошо сочетается с остеклением объектов, располагаемых на большой площади (наподобие витражей).

Среди плит, изготовленных из природных материалов, наибольшей эстетической привлекательностью обладают керамогранит и натуральный камень.

Керамогранит окрашивается неорганическими пигментами и имеет обычно неярко-цвет с разнообразными оттенками. Используется керамогранит самых разнообразных видов [3]. Так, для облицовки фасада чаще применяется матовый, полированный или структурированный вид. Особого внимания заслуживает структурированный вид керамогранита. Следует обратить внимание на его специфические особенности: имеет рельефную поверхность и способен имитировать натуральный камень, дерево и даже кожу.

Виды плит из натурального камня следующие: песчаник, гранит, мрамор. Как известно, наибольшей популярностью для облицовки вентилируемого фасада пользуются гранит и мрамор. Стоит отметить, что мрамор отличается различными колористическими решениями в зависимости от количества примесей в его составе. Для фасадов наиболее предпочтительными в настоящее время признаны следующие цвета: серый, зеленый, коричневый, черный, белый. Поверхность этого камня имеет неповторимый узор в виде вкраплений и прожилок.

Гранит, как и мрамор, приобретает цвет в зависимости от наличия химических примесей. Специфической особенностью гранита также является многообразие рисунков на его поверхности. Это могут быть скопления точек, всевозможные полосы, прожилки и пятна различных оттенков, в том числе и золотистого.

Таким образом, при сопоставлении различных видов облицовочных материалов необходимо обращать внимание на их эксплуатационные характеристики, декоративные особенности, экологические свойства [4], соответственно, следует выбирать оптимальный для каждого конкретного вентилируемого фасада вариант. Наиболее гармоничным соотношением положительных свойств (учитывая такие важные факторы, как безопасность, долговечность [5] и эстетичность) обладает, на наш взгляд, керамогранит.

Литература

1. Якубов С. Вентфасады и пожарная безопасность // Сантехника, отопление, кондиционирование. – М. : Издательский дом «Медиа Технолоджи», 2012. – № 12. – С. 86–87.
2. Там же.
3. Жуков А.Д. Системы вентилируемых фасадов // Научно-практический Интернет-журнал Наука. Строительство. Образование. – 2012. – № 1. – С. 1–15.
4. Иванченко В.Т., Басов Е.В., Тришкина А.А. Создание оптимальной температурно-влажностной среды в жилых зданиях. // Жилищное строительство. – 2015. – № 8. – С. 24–27.
5. Дунаев В.И. [и др.]. Макроскопический критерий хрупкого разрушения при образовании изолированной раскрывающейся трещины // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – 2013. – № 3. – С. 38–45.

References

1. Yakubov S. Ventfasady and fire safety // Plumbing, heating, air conditioning. – M. : publishing house «Media Technologies», – 2012. – № 12. – P. 86–87.
2. Ibid.
3. Zhukov A.D. Systems of ventilated facades // Scientific and practical online journal «Science. Construction. Education». – 2012. – № 1. – P. 1–15.
4. Ivanchenko V.T., Basov E.V., Trishkina A.A. Creation of optimal temperature-humidity microenvironment in residential buildings // Housing construction. – 2015. – № 8. – P. 24–27.
5. Dunaev V.I. [et al]. Macroscopic criterion of brittle fracture in the formation of an isolated opening crack // Ecological Bulletin of the scientific centers of the black sea economic cooperation. – 2013. – № 3. – P. 38–45.

УДК 699.8

**КОРРОЗИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОНСТРУКЦИЙ:
ВИДЫ, ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ**



**CORROSION OF METAL STRUCTURES:
TYPES, CAUSES OF APPEARANCE, PROTECTION METHODS**

Егоров Егор Владимирович
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
yegor_yegorov_96@mail.ru

Хасанов Тембулат Валерьевич
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
hasanov.tembulat@bk.ru

Аннотация. В данной статье перечислены возможные виды коррозионных разрушений. Даны определения коррозии и химической коррозии. Также приведена информация об основном отличии химической коррозии от электрохимической. Описано, что необходимо предусматривать на начальном этапе проектирования металлических конструкций. Приведены некоторые достоинства и недостатки способов защиты металла от коррозии. В статье перечислены виды коррозии по характеру агрессивной среды. Описаны возможные антикоррозионные покрытия на основе цинка.

Ключевые слова: коррозия, вид, защита, цинк, металл.

Egorov Egor Vladimirovich
Student,
Kuban State technological university
yegor_yegorov_96@mail.ru

Khasanov Tembulat Valerievich
Student,
Kuban State technological university
hasanov.tembulat@bk.ru

Annotation. This article lists possible types of corrosion damage. The definitions of corrosion and chemical corrosion are given. Information is also provided on the main difference between chemical corrosion and electrochemical corrosion. It is described what needs to be provided at the initial stage of designing metal structures. Some advantages and disadvantages of methods for protecting metal from corrosion are given. The article lists the types of corrosion by the nature of the aggressive environment. Possible zinc-based anticorrosion coatings are described.

Keywords: corrosion, view, protection, zinc, metal, method.

С тех пор, как человек научился выплавлять металл, природа упорно стремится разрушить всё, что создано из него. Хотя в обычных условиях, в которых чаще всего находится металлическая конструкция, разрушение не так стремительно, тем не менее коррозия преследует металл на всех этапах его служения человеку.

В современном строительстве необходимо предусматривать защиту металлических конструкций от коррозии ещё на начальном этапе проектирования. Все затраты включаются в стоимость изделия. Методы защиты конструкций от коррозии являются конструктивными. Их основной задачей является выбор материалов, которые способны ограничить доступ агрессивной среды к металлическим поверхностям, а также способов их нанесения. Также важно соблюдать режим оптимального использования конструкций из металла: необходимо устранить на всех поверхностях щели, углубления, в которых может накапливаться влага или возможно образование аномальной температурной зоны, которая приводит к порче антикоррозионного покрытия; нужно производить защиту конструкций от брызг и водяных капель; в агрессивную среду необходимо вводить специальные ингибиторы [1].

Коррозия – это разрушение металла под действием окружающей среды. По механизму протекания различаются два типа коррозии: химическая и электрохимическая. Причем химическая коррозия начинает действовать на металлическую конструкцию сразу же после её изготовления.

Химическая коррозия – это процесс разрушения металла под действием внешней среды, не сопровождаемый образованием электрического тока. Она может быть газовой – процесс взаимодействия газов с металлом при высокой температуре [2]. При таком взаимодействии образуется оксидная плёнка. На железе она рыхлая и легко отслаивается, не защищая от разрушения.

В отличие от химической электрохимическая коррозия протекает при контакте металла с раствором электролита. Примером может быть атмосферная коррозия, при которой разрушение происходит за счёт образования микрогальванопар, анодные участки которых разрушаются.

В некоторых случаях на поверхности металла образуется плотная оксидная плёнка, предохраняющая металл от разрушения. Данная особенность широко используется в современном мире для обработки металлических конструкций при их производстве.

По характеру агрессивной среды различают атмосферную, подземную и подводную коррозии.

1. Виды коррозионных разрушений:
2. Равномерная коррозия
3. Неравномерная коррозия
4. Коррозия пятнами
5. Коррозия язвами
6. Подповерхностная коррозия
7. Точечная (питтинговая) коррозия
8. Структурно-избирательная коррозия

Межкристаллитная коррозия – самая опасная. Видна только с помощью электронного микроскопа.

Вследствие таких коррозионных процессов частично ухудшаются, а иногда безвозвратно разрушаются металлические конструкции, станки, оборудование, механизмы, машины и т.д.

Существует пассивная антикоррозионная защита металлоконструкций. На сегодняшний день она является менее эффективной по сравнению с другими методами защиты [3]. Данный способ заключается в нанесении на поверхность изделия любых лакокрасочных покрытий, силикатных эмалей и полимерных материалов, что не может быть эффективным на протяжении длительного промежутка времени, потому что металлы хорошо проводят тепло, следовательно, покрытия будут постоянно подвергаться перепадам температур и быстро придут в негодность (примерно через 5 лет). Возможно также нанесение фторопласта – один из наиболее стойких пластиков. Он применяется при защите изделий, работающих в наиболее жёстких условиях, но наносить фторопласт на изделие достаточно трудно [3].

Перед нанесением любого лакокрасочного покрытия защищаемую поверхность необходимо подвергать очистке от оксидной плёнки. Затем поверхность грунтуется и на неё наносится основной слой защиты. Если речь идёт об объёмных стальных конструкциях, то такая технология является слишком трудоёмкой и энергозатратной. Благодаря постоянному развитию в сфере защиты металлов от коррозии некоторые из недостатков были частично устранены: создаются новые химические составы для обработки, которые сами справляются с оксидной плёнкой и с ржавчиной.

Крупногабаритные детали погружаются в расплав для горячего цинкования. При этом покрытия не имеют декоративного вида, но надёжно защищают изделия в производственных условиях [4].

Большие детали и трубы защищают методом металлизации. Металл распыляется в электрической дуге и сжатым воздухом или инертным газом наносится на поверхность изделия.

Ещё одним широко распространённым методом защиты является покрытие с ингибиторами в составе. Ингибирование – способ, при котором скорость коррозии снижается, если в агрессивную среду ввести соединения, значительно замедляющие коррозионный процесс. Лакокрасочные материалы, содержащие фосфорную кислоту или соли хромовой кислоты, обеспечивают особую надёжность металлическим конструкциям, так как они способны противостоять процессу появления коррозии, который может происходить даже под защитным слоем [5]. При этом краски, имеющие в составе один из ингибиторов, должны наноситься на подготовленную поверхность. Если же поверхность не подготовлена, то конструкция будет находиться под защитой на протяжении 10 лет. Если же из-за конструктивных особенностей или экономической нецелесообразности конструкцию подготовить нельзя или невозможно, то на поверхность нано-

сятся преобразователи ржавчины. По времени их необходимо выдержать на металлоконструкции согласно инструкциям производителя, затем остатки необходимо удалить сухой ветошью. После этого наносится защитный слой.

Согласно СНиП пассивная защита может являться протектором. Чтобы создать такой эффект, достаточно ввести в состав лакокрасочного материала большое количество металлической пыли из химических элементов, которые способны самостоятельно противостоять коррозии. Чаще всего для таких целей идеально подходит цинковая пыль (холодное цинкование). Такие составы изготавливаются на основе эпоксидных смол и термопластичных полимеров и не требуют смешивания [6]. Морские нефтяные вышки, подводные сооружения, винты судов могут быть защищены методом протекторной защиты. В этом случае протектором будет активный металл с более отрицательным потенциалом, например, цинк, который, разрушаясь, защищает объект.

Активными методами защиты металлоконструкций от коррозии являются способы со специальной обработкой поверхности, что позволяет придать ей особые химические свойства. Различают несколько видов покрытия поверхности с помощью цинка:

1. Горячее цинкование.

Поверхность металлоконструкций зачищается от оксидов и обрабатывается пескоструем. Готовые изделия погружают в ванну с расплавленным цинком. В период затвердевания тонкого слоя цинка заготовку вращают. Получается идеально ровная поверхность с высокой степенью антикоррозионной защиты.

2. Гальваническое цинкование.

Самый длительный процесс из всех. Сначала стальную конструкцию помещают в ванну с электролитами, затем на заготовку закрепляется электрический кабель, второй кабель закрепляется на цинковую заготовку. Оба подключаются к источнику постоянного тока. За счёт диффузии в металлах ионы цинка покидают поверхность цинковой заготовки и оседают на стальной конструкции [6]. Вследствие этого образуется тонкий слой цинка, который имеет связь с поверхностью металла на молекулярном уровне. После обработки данным способом изделия не будут подвергаться коррозии практически неограниченное время.

3. Термодиффузионное цинкование.

Данный процесс является самым сложным с точки зрения физики. Стальную конструкцию греют в печи при температуре от 290 °С до 450 °С, где на неё под давлением подается оцинкованная пыль. Молекулы цинка, расплавляясь, проникают даже в толщу металла. Вследствие этого получается своеобразный сплав, способный неограниченное время выполнять роль защиты от коррозии металлических конструкций. Данная антикоррозионная обработка является самой эффективной, а металлоконструкции, обработанные данным способом, спокойно выдерживают самые агрессивные среды: огонь, морская вода. Единственный недостаток – для осуществления этого метода необходимо специальное оборудование [7].

Только при правильном использовании и рациональном вложении финансовых средств любой из выбранных способов защиты металлоконструкций будет целесообразен. Просчетом этого занимаются специалисты, поэтому для проведения антикоррозионных работ необходимо обращаться в специальные профессиональные компании. Если металлоконструкция была правильно защищена ещё на этапе возведения сооружения, то она прослужит намного дольше и не будет требовать дополнительного ремонта или косметического ухода, что позволяет снизить расходы на покупку лакокрасочных материалов.

Литература

1. Петрова Л.Г., Косачев А. В. Способы защиты металлов от коррозии // Поколение будущего. – 2013.
2. Леонова А.Н., Гаврилов Г.В., Вороной А.А. База данных учебного материала «Антикоррозионная защита и восстановление строительных конструкций» свидетельство о регистрации базы данных RUS 2019621231 01.07.2019.
3. Вигдорович В.И., Шель Н.В., Крылова А.Г. Особенности атмосферной коррозии металлов // Вестник Тамбовского университета; Серия: Естественные и технические науки. – 2001. – Т. 6. – № 3. – С. 279–289.

4. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – М. : Физматлит, 2002. – С. 335.
5. Karpanina E.N., Leonova A.N., Sirotnina O.V., Gura D.A. Assessment of the level of ultra-high temperature effects on structural elements / Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved). – 2018. – Vol. 63. – № 6. – P. 915–920.
6. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage given the beyond design basis effects / в сборнике: MATEC Web of Conferences. – 2018. – P. 02008.
7. Karpanina E.N., Leonova A.N., Sirotnina O.V., Gura D.A. Analytical aspects of special purpose metal structures design // Revista Publicando. – 2018. – Vol. 5. – № 14–2. – P. 735–743.
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. Petrova L.G., Kosachev A.V. Ways of metal protection against corrosion // Future generation. – 2013.
2. Leonova A.N., Gavrilov G.V., Voronoy A.A. Database of training material «Anticorrosive protection and restoration of building structures» certificate of database registration RUS 2019621231 01.07.2019.
3. Vigdorovich V.I., Shel N.V., Krylova A.G. Features of the atmospheric metal corrosion // Vestnik of Tambov University; Series: Natural and technical sciences. – 2001. – Vol. 6. – № 3. – P. 279–289.
4. Semenova I.V., Florianovich G.M., Khoroshilov A.V. Corrosion and protection against corrosion. – М. : Физматлит, 2002. – P. 335.
5. Karpanina E.N., Leonova A.N., Sirotnina O.V., Gura D.A. Assessment of the level of ultra-high temperature effects on structural elements / Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved). – 2018. – Vol. 63. – № 6. – P. 915–920.
6. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage given the beyond design basis effects / in collection: MATEC Web of Conferences. – 2018. – P. 02008.
7. Karpanina E.N., Leonova A.N., Sirotnina O.V., Gura D.A. Analytical aspects of special purpose metal structures design // Revista Publicando. – 2018. – Vol. 5. – № 14–2. – P. 735–743.
8. Odоеvskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy efficient buildings / collection of articles of International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.

УДК 656.073

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ ТРАНСПОРТНОЙ ЛОГИСТИКИ ПРЕДПРИЯТИЙ



ANALYSIS OF METHODS OF OPTIMIZATION OF FUNCTIONAL AREAS OF TRANSPORT LOGISTICS ENTERPRISES

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрен анализ методов оптимизации функциональных областей транспортной логистики предприятий. Для оптимизации логистики на автотранспортном предприятии необходимо применять комплекс мероприятий, позволяющих снизить издержки не только в отдельном элементе цепи поставок, а в совокупности во всей цепи.

Ключевые слова: логистика, транспортная логистика, загрузка, разгрузка, автомобильный транспорт, транспортировка, автомобильный транспорт.

Konovalova T.V.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the analysis of methods of optimization of functional areas of transport logistics enterprises. In order to optimize logistics at a trucking company, it is necessary to apply a set of measures to reduce costs not only in a separate element of the supply chain, but in the aggregate throughout the chain.

Keywords: logistics, transport logistics, loading, unloading, road transport, transportation, road transport.

Для оптимизации логистики на автотранспортном предприятии необходимо применять комплекс мероприятий, позволяющих снизить издержки не только в отдельном элементе цепи поставок, а в совокупности во всей цепи.

Для этого необходимо воспользоваться методологией логистического управления. Логистическое управление – это совокупность способов и методов управления процессом движения товаров. Эти методы основываются на определении оптимальных параметров. Критериями оптимизации могут выступать минимум общих логистических затрат, уровень обслуживания клиентов, уровень рисков в цепях поставок [1–3].

Рассмотрим подробнее методы оптимизации функциональных областей логистики и возможности планирования конечных результатов на каждом этапе оптимизации.

Таблица 1 – Методы оптимизации функциональных областей логистики

Функциональные области логистики	Метод оптимизации	Достижимый результат
Закупки	Внедрение системы управления запасами	Уменьшение затрат на закупку (в среднем, до 28–30 %) Избегание накопления неликвидных товаров
	Внедрение системы анализа финансовой устойчивости поставщиков	Минимизация рисков по закупке продукции
Склад	Внедрение концепции «точно в срок»	Оптимизация расходов на хранение продукции
	Расположение склада	Сокращение расходов на транспортировку от 10 % до 30 %
	Реконструкция внутренней технологии	Повышение эффективности работы склада на 15–40 %
Транспорт	Решение об использовании собственного или наемного транспорта	Сокращение себестоимости перевозок до 40 %
	Внедрение системы маршрутизации	Сокращение затрат за счёт минимизации холостых пробегов на 30–40 %

Оптимизация транспортной логистики позволит сократить затраты на перевозку товаров и время обслуживания клиентов за счёт увеличения количества перевозимых товаров, увеличения пунктов доставки, уменьшения затрат на заработную плату (за счёт сокращения количества водителей), уменьшения количества транспортных средств [4–6].

Одним из первых этапов оптимизации может быть выбор системы транспортного обслуживания – инсорсинг или аутсорсинг. В каждой из систем есть положительные и отрицательные факторы, которые как правило оцениваются экспертным методом. С одной стороны, себестоимость перевозок с помощью привлечения транспортно-логистических компаний может быть до 40 % ниже за счет высокой производительности транспорта. С другой стороны, при использовании собственного транспорта компаний не будет зависеть от тарифов на услуги, появляется возможность более точного планирования перевозок и повышается качество услуг, оказываемых потребителям [5].

При использовании наемного транспорта (аутсорсинг) для предприятия к основным критериям относятся стоимость услуг и надежность (репутация) транспортно-логистической компании. При использовании собственного транспорта необходимо формировать оптимальные маршруты доставки товаров. Для этого необходимо прежде всего выбрать критерий оптимизации – длина маршрута или время доставки, а так же учитывать такие параметры как зона доставки, график работы клиентов, порядок доставки груза, количество клиентов в рейсе. Можно использовать маятниковые или кольцевые маршруты. Необходимо разрабатывать такие маршруты, которые позволяют сократить количество порожних пробегов [7–8].

Введение мониторинга пробега и расхода по горюче-смазочным материалам (ГСМ). Помимо стандартной системы учёта расхода ГСМ, в которую входит учёт пробега, расход топлива, необходимо использовать современные системы контроля расхода топлива, основанные на ГЛОНАСС GPS мониторинге, которые позволяют сократить затраты на ГСМ до 40 %.

Транспортная логистика определяется как сфера деятельности, охватывающая три области:

- процесс планирования, организации и осуществления рациональной и недорогой доставки (перевозки) грузов (товаров) от мест их производства и до мест потребления;
- контроль за всеми транспортными и другими операциями, возникающими в пути следования грузов с использованием современных средств телекоммуникации, информатики и других информационных технологий;
- предоставление соответствующей информации грузовладельцам.

К задачам транспортной логистики относят:

- создание транспортных систем, в том числе создание транспортных коридоров и транспортных цепей.
- обеспечение технологического единства транспортно-складского процесса;
- совместное планирование транспортного процесса со складским и производственным;
- выбор вида транспортного средства;
- определение рациональных маршрутов доставки;
- обеспечение технической и технологической сопряженности участников транспортного процесса, согласование их экономических интересов, а также использование единых систем планирования. Техническая сопряженность в транспортном комплексе означает согласованность параметров транспортных средств как внутри отдельных видов, так и в межвидовом разрезе. Эта согласованность позволяет применять модальные перевозки, работать с контейнерами и грузовыми пакетами [9–10]. Технологическая сопряженность предполагает применение единой технологии транспортировки, прямые перегрузки, бесперегрузочное сообщение. Экономическая сопряженность – это общая методология исследования конъюнктуры рынка и построения тарифной системы.

Литература

1. Домбровский А.Н. [и др.]. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. 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.

3. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. «КубГТУ», 2019. – 271 с.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оптимизация инвестиций в транспортно-логистическую деятельность предприятия // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2013. – № 3. – С. 208–210.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Экономическая оценка инвестиционной деятельности автотранспортного предприятия // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета; Серия: Охрана окружающей среды, транспорт, безопасность жизнедеятельности. – 2013. – № 2. – С. 72–81.
6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Анализ общих затрат на транспорт производственных предприятий при выборе инсорсинга или аутсорсинга // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2016. – № 6-7. – С. 198–200.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Денисова А.С. К вопросу о влиянии транспорта на технологический процесс ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 77–79.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
9. 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.
10. 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. Kirii K.A., Konovalova T.V., Nadiryian S.L. Estimation of an investment efficiency in the transport and logistic systems // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.
3. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : «Kuban State Technical University» Publishing House, 2019. – 271 p.
4. Konovalova T.V., Nadiryian S.L. Optimization of investments into the transport and logistic activity of an enterprise // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2013. – № 3. – P. 208–210.
5. Konovalova T.V., Nadiryian S.L. Economic estimation of the auto transport enterprise investment activity // Messenger of Perm national research and technical university; Series: Environmental protection, transport, life safety. – 2013. – № 2. – P. 72–81.
6. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Nedashkovskaya A.O. Analysis of the total expenses for transport of the production enterprises at choice of the insourcing or outsourcing // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2016. – № 6–7. – P. 198–200.
7. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Denisova A.S. To a question on transport influence on the technologic process of MANUFACTURED PREPARATIONS // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 4. – P. 77–79.
8. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Nedashkovskaya A.O. Peculiarities of the transport service system for the industrial enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 120–122.
9. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Mironova M.P. Features of the system of the passenger transportation service by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
10. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Nenastin S.V. Peculiarities of the financial and economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

УДК 656.073

ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ МЕЖДУГОРОДНЫХ ГРУЗОВЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ПЕРЕВОЗОК



RESEARCH IN THE FIELD OF OPERATIONAL PLANNING OF INTERNATIONAL ROAD FREIGHT TRANSPORT

Гетман В.А.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены области оперативного планирования междугородных грузовых автомобильных перевозок. Оперативное планирование – это конкретизация плановых заданий по времени выполнения, в пространстве (по местам выполнения производственных заданий), по специфике технологии и организации производства управляемого объекта.

Ключевые слова: перевозки, грузовые перевозки, загрузка, разгрузка, автомобильный транспорт, транспортировка, автомобильный транспорт.

Hetman V.A.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Konovalova T.V.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Nadiryay S.L.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the field of operational planning of long-distance road freight transportation. Operational planning is specifying targets for execution time, in space (places of production targets), according to the specifics of technology and organization of production of the controlled object.

Keywords: transportation, cargo transportation, loading, unloading, road transport, transportation, road transport.

Оперативное планирование – это конкретизация плановых заданий по времени выполнения, в пространстве (по местам выполнения производственных заданий), по специфике технологии и организации производства управляемого объекта (структура подвижного состава (ПС), погрузо-разгрузочных средств, выбор технологии и т.п.).

Подсистема оперативного планирования автоматизированной системы управления перевозками направлена на автоматизацию текущего планирования производственной деятельности автотранспортного предприятия (АТП) и предназначена [1–3] для решения следующих задач:

- определение провозных возможностей АТП;
- построение оптимальных маршрутов движения ПС;
- расчет предполагаемых затрат и необходимых ресурсов для выполнения перевозок;
- составление почасовых графиков работы ПС и планов работ по клиентуре;
- разработка сменно-суточного плана работы АТП;
- разработка графика выпуска ПС на линию;
- оформление путевой документации.

С одной стороны, перечисленные задачи решаются на основании данных о потребностях в перевозках, которые складываются из заключенных АТП договоров и поступивших разовых заявок на перевозки, с другой – оцениваются провозные возможности АТП на основании данных об исправном ПС и готовых к работе водителях [4–6].

Основными выходными документами системы являются сменно-суточный план, графики работы ПС и путевые документы.

При выполнении грузовых перевозок выделяют несколько основных видов технологий, которые существенно отличаются друг от друга и в значительной степени зависят от грузообразующего объекта – грузоотправителя. Особенности конкретного грузоотправителя влияют на количество используемых для доставки грузов транспортных средств, вид ПС, возможность оптимизации маршрутов движения, необходимость согласования грузопотоков с другими видами транспорта, состав сопутствующих перевозке транспортно-экспедиционных услуг [7–8].

Расчет оптимальных маршрутов при значительном количестве клиентов наиболее эффективно выполняется с помощью программного обеспечения, реализующего геоинформационные технологии, которые позволяют наглядно представлять [9–10] пространственное расположение клиентов, прохождение маршрутов, расположение ПС и т.п.

Существующая организация системы оперативного планирования грузовых автомобильных перевозок не всегда отвечает реальным потребностям участников транспортного процесса. Основным недостатком является то, что методологическая база оперативного планирования рассматривает отдельные этапы планирования процесса перевозок [11–12]. Так же методики расчета потребного количества автомобилей имеют погрешности, которые выражаются в несоответствии расчетных и фактических значений.

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. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
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. Надирян С.Л., Изюмский А.А. Основные направления в области транспортной безопасности / в сборнике: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 236–239.
5. 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.
6. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Адамян Г.В. Ответственность перевозчика по договору международной автомобильной перевозки // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 4. – С. 1–10.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
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 работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. «КубГТУ», 2019. – 271 с.
10. 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.
11. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортного обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 248 с.
12. Менухова Т.А. Оптимизация оперативного планирования междугородных грузовых автомобильных перевозок : диссертация ... кандидата технических наук: 05.22.10 / Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет. – Санкт-Петербург, 2014.

References

1. Iziumskiy A.A., Nadiryany 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. Computer engineering and networks in the branch. – Krasnodar, 2014.
3. Iziun A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Application of the information systems network architecture in the automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnye trudy-dy KUBSTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Nadiryayn S.L., Iziunskiy A.A. Main directions in the field of transport safety / in collection: Prospects of development and safety of automobile complex. – 2013. – P. 236–239.
5. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nenastin S.V. Features of the financial and economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of the Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.
6. Kuzmina M.A., Nadiryayn S.L., Adamian G.V. Carrier's responsibility under the international automobile transportation contract // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 4. – P. 1–10.
7. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nedashkovskaya A.O. Peculiarities of the transport service system for the production enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – C. 120–122.
8. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Mironova M.P. Features of the system of the passenger transportation service by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
9. Konovalova T.V. [et al]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : «Kuban State Technical University» Publishing House, 2019. – 271 p.
10. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nenastin S.V. Peculiarities of the financial and economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.
11. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Market of transport services and quality of transport service : textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2015. – 248 p.
12. Menukhova T.A. Optimization of operational planning of intercity auto-highway cargo transportation : a dissertation ... Candidate of Technical Sciences: 05.22.10 / St. Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering. – Saint-Petersburg, 2014.

УДК 656.073

ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ АВТОТРАНСПОРТНОГО КОМПЛЕКСА КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ



THE POTENTIAL FOR THE DEVELOPMENT OF THE MOTOR TRANSPORT COMPLEX OF KRASNODAR REGION

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Орешкина А.Д.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные показатели автомобильных грузоперевозок в Краснодарском крае. Одним из крупнейших производителей и поставщиков сельскохозяйственной продукции и сырья в России является агропромышленный комплекс Кубани с развитой сетью переработки, хранения и торговли. Кубань занимает одно из первых мест в России по развитию сети автомобильных дорог.

Ключевые слова: грузовые перевозки, автомобильный транспорт, грузооборот, транспортировка груза.

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Oreshkina A.D.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article discusses the main indicators of trucking in Krasnodar krai. One of the largest producers and suppliers of agricultural products and raw materials in Russia is the Kuban agro-industrial complex with a developed network of processing, storage and trade. Kuban is one of the first places in Russia for the development of a network of roads.

Keywords: Freight, road transport, freight turnover, cargo transportation.

Краснодарский край – самый южный регион России. Одним из крупнейших производителей и поставщиков сельскохозяйственной продукции и сырья в России является агропромышленный комплекс Кубани с развитой сетью переработки, хранения и торговли.

Транспорт края представляет собой сложный комплекс железнодорожных путей, автомобильных дорог, водных магистралей, железнодорожных станций, вокзалов, портов и пристаней [1].

Особое место в нем занимают транспортные узлы, находящиеся вблизи побережья Черного и Азовского морей, так как Краснодарский край является для России «морскими воротами» и дает возможность выхода России к Черному морю. Через морские порты региона осуществляется большая часть экспортно-импортных операций России [2–3].

Кубань занимает одно из первых мест в России по развитию сети автомобильных дорог. Все города и районные центры связаны с городом Краснодаром различными видами сообщений. Протяженность автомобильных трасс федерального значения – более 2,3 тыс. километров, а основных дорог с твердым покрытием – около 30 тыс. километров.

Грузовые перевозки в России представлены в основном трубопроводным, железнодорожным и автомобильным видами транспорта. По данным Росстата, большую долю распределения грузооборота занимает трубопроводный и железнодорожные направления, автомобильные перевозки же занимают лишь 4,6 % от общего грузооборота России за 2018 год. При этом объем грузов, транспортируемых автомобильным транспортом за этот же период, составил 68 % от всех перевезенных грузов. Это демонстрирует основную специфику автомобильных грузоперевозок, которая заключается в том, что данный вид перевозок используют на небольшие расстояния.

Изменение средняя дальности перевозки 1 т грузов по разным видам грузового транспорта в России в 2014–2018 годы представлено в таблице 1. В 2018 году средняя дальность перевозки 1 т груза железнодорожным транспортом была в 39,4 раза больше, чем автомобильным. За последние 5 лет средняя дальность транспортировки гру-

зов по железной дороге увеличилась на 10,1 %, а автомобильным транспортом – на 2,6 % и в 2018 году составляли 1841км и 47км соответственно.

Это способствовало увеличению грузооборота. Грузооборот – это один из основных показателей работы транспорта, под которым понимается количество перевезенного груза на расстояние перевозки за определенное время, определяется в тонно-километрах. Изменение основных показателей грузовых перевозок в Краснодарском крае в период с 2010 до 2018 года представлено в таблице 2.

За последние 5 лет в Краснодарском крае он повысился на 26 %, а объем перевезенного груза, наоборот, уменьшился на 0,6 %. Данную тенденцию можно наблюдать и в 2019 году. Далее приведена динамика грузооборота в 2018–2019 годах (рис. 1).

Таблица 1 – Средняя дальность перевозки 1 т грузов по разным видам грузового транспорта в России, км

	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Воздушный	4099	5383	5838	6080	6225
Трубопроводный	2248	2282	2288	2297	2282
Морской	2071	2217	1751	1898	1958
Железнодорожный	1673	1735	1769	1801	1841
Внутренний водный	607	524	570	567	569
Автомобильный	46	46	46	47	47
Всего	635	647	654	680	683

Таблица 2 – Основные показатели грузовых перевозок в Краснодарском крае

	2010	2014	2015	2016	2017	2018
Перевезено грузов автотранспортом общего пользования, млн тонн	17,8	17,7	14,7	18,7	15,7	17,6
Грузооборот автотранспорта общего пользования, млрд т-км	4,7	4,5	4,4	5,3	5,5	6,1

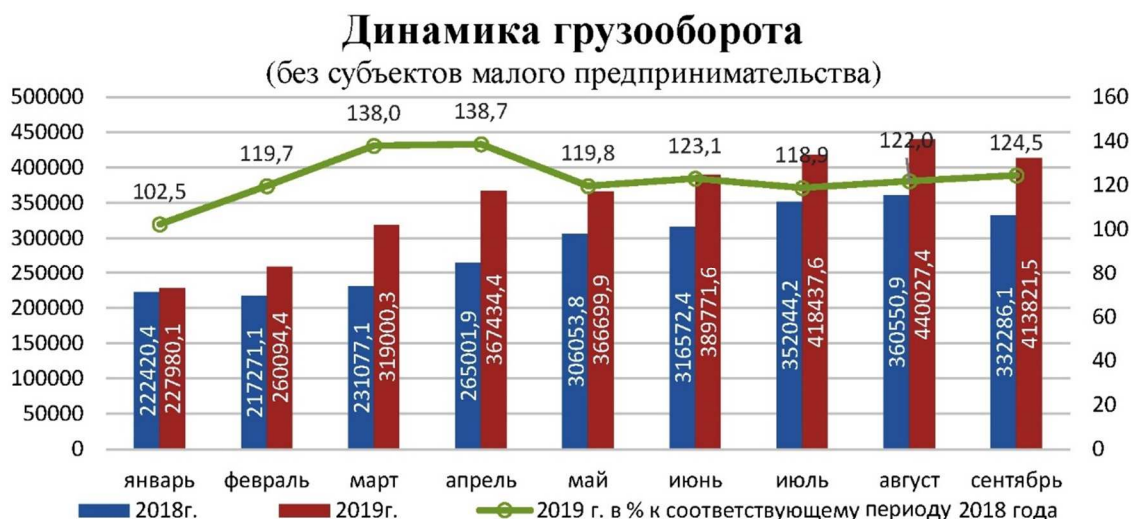


Рисунок 1 – Динамика грузооборота автомобильного транспорта в Краснодарском крае, тыс. т-км (без субъектов малого предпринимательства)

По данному графику видно, что в 2019 году показатели грузооборота значительно выше, чем в 2018 году по всем временным промежуткам.

В секторе грузоперевозок, необходимо учитывать, что в России начинает вводиться плата за проезд по магистралям: все дороги федерального назначения для грузовых машин будут платными, при этом все дорожные сборы с перевозчиков будут сохраняться. Это будет способствовать увеличению стоимости ГСМ (топливо и масла). Также вводится применение на грузовых автомобилях различных систем подсчета оплаты за использова-

ние дорожного полотна, например система взимания платы «Платон». Это система взимания платы с автомобилями имеющих максимальную разрешенную массу свыше 12 тонн, она взимает платы в счет возмещения вреда, причиняемого автомобильным дорогам общего пользования федерального значения. Также систему «Платон» используют как средство борьбы с нелегальными перевозчиками [4–5].

По данным регионального Минтранса, в настоящее время в Краснодарском крае на дорогах регионального или межмуниципального значения работают три пункта весового контроля, которые располагаются на трассах Краснодар-Ейск, Краснодар-Темрюк, Краснодар – Кропоткин. Они находятся на балансе ГКУ КК «Краснодаравтодор».

Почти все компании стараются соблюдать действующее законодательство, потому что для некоторых заказчиком являются приоритетными компании, которые имеют регистрацию в «Платоне». На данный момент система не является оптимизированной. Многие перевозчики жалуются на недостатки системы. В качестве причин называют частые ошибки при определении веса, что приводит к получению неправомерных штрафов. Нерадивые перевозчики отправляют машины с перегрузом, оставляя финансовый задел и стараются использовать коррупциогенный фактор [6].

Одним из вариантов решения проблемы может быть запрет терминалам принимать нагруженные сверх меры машины.

Еще одним направлением для улучшения «Платона» участники рынка называют развитие электронного документооборота и предоставление возможности детализации расходов [7].

Грузовики с перевесом не только наносят вред дорогам, также они создают опасность для других участников движения, напоминают представители власти. В 2019 году Краснодарский край занял первое место в РФ по числу ДТП с участием большегрузов.

В 2019 году на Кубани по вине водителей грузового транспорта произошло 267 аварий, в которых погибли 51 человек и пострадали еще 323, рассказал начальник отделения технического надзора УГИБДД ГУ МВД России по Краснодарскому краю Владимир Дьячков.

Повышение эффективности грузоперевозок, осуществляемых автомобильным транспортом, будет способствовать обеспечению его конкурентоспособности, развитию эффективных инвестиционных механизмов в отрасли и создания стимулов для повышения эффективности деятельности участников грузовых перевозок [8–9].

Отрасль автомобильного транспорта в Краснодарском крае постоянно развивается, увеличиваются протяжённость автомобильных дорог и грузооборот. Развитию транспортной отрасли способствует, главным образом, развитие других близких к ней отраслей экономики. Однако, несмотря на положительную динамику основных показателей, уровень развития автотранспортной отрасли недостаточен для полного обеспечения в регионах производственной инфраструктуры.

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. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
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. Надирян С.Л., Изюмский А.А. Основные направления в области транспортной безопасности / в сборнике: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 236–239.
5. 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.
6. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Адамян Г.В. Ответственность перевозчика по договору международной автомобильной перевозки // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 4. – С. 1–10.

7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
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 работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. «КубГТУ», 2019. – 271 с.

References

1. Iziumskiy A.A., Nadiryany 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. Iziumskiy A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Computer engineering and networks in the branch. – Krasnodar, 2014.
3. Iziyum A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Application of the information systems network architecture in the automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnye trudy-dy KUBSTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Nadiryany S.L., Iziumskiy A.A. Main directions in the field of transport safety / in collection: Prospects of development and safety of automobile complex. – 2013. – P. 236–239.
5. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Nenastin S.V. Features of the financial and economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of the Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.
6. Kuzmina M.A., Nadiryany S.L., Adamian G.V. Carrier's responsibility under the international automobile transportation contract // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 4. – P. 1–10.
7. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Nedashkovskaya A.O. Peculiarities of the transport service system for the production enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
8. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Mironova M.P. Features of the system of the passenger transportation service by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
9. Konovalova T.V. [et al]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : «Kuban State Technical University» Publishing House, 2019. – 271 p.

УДК 656.073

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ
МАРШРУТНОГО ПАССАЖИРСКОГО ТРАНСПОРТА НА МАРШРУТЕ № 52**



**IMPROVING THE OPERATION
OF BLOCK PASSENGER TRANSPORT ON ROUTE № 52**

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Мысливцева Е.Ю.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Баглай Ф.А.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье изучен и охарактеризован городской пассажирский маршрут № 52. Для организации городского пассажирского маршрута необходимо изучить ряд факторов, которые позволят выявить необходимость населения в данном маршруте. Однако не все факторы могут быть заблаговременно учтены, поэтому уже существующие маршруты должны подвергаться совершенствованию.

Ключевые слова: маршрут, маршрутная сеть, подвижной состав, городской пассажирский транспорт, интервал движения, пассажиропоток, пассажирооборот.

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Myslivtseva E.Yu.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Baglay F.A.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article studies and characterizes the urban passenger route №52. For the organization of urban passenger route it is necessary to study a number of factors that will identify the need of the population in this route. However, not all factors can be taken into account in advance, so existing routes must be improved.

Keywords: route, route network, rolling stock, urban passenger transport, traffic interval, passenger flow, passenger turnover.

Транспорт – одна из ключевых отраслей народного хозяйства. В современных условиях дальнейшее развитие экономики немыслимо без, хорошо налаженного транспортного обеспечения.

В наше время быстро растет общественный пассажирский транспорт и играет огромную роль в перевозке граждан. Так как в нашей стране ещё не каждый гражданин может позволить себе личный автомобиль, поэтому именно общественный пассажирский транспорт обеспечивает доставку к месту работы, культурного отдыха и для прочих целей наибольшую часть населения городов. Несмотря на высокую потребность населения в общественном транспорте, в настоящее время он находится не в лучшем состоянии [1–3].

Для того, чтобы оценить работу данного маршрута была изучена полная маршрутная сеть ГПТ г. Краснодара и основные показатели данного маршрута. По данной схеме рассмотрен автобус № 52.

Городской автобусный маршрут № 52 соединяет между собой микрорайон Юбилейный и Прикубанский и проходит по ул. Северной, ул. Красной, ул. Офицерской, по Ростовскому шоссе, ул. Петра Метальникова, ул. Московской.

Конечными пунктами данного маршрута являются ост. «Академика Трубилина» (мр. Юбилейный) и ост. Петра Метальникова (мр. Прикубанский) как в прямом, так и в обратном направлении движения. Длина данного маршрута в прямом направлении составляет 12,245 км, а в обратном 10,470 км, что обуславливается тем, что в прямом направлении автобус идет по Ростовскому шоссе, а в обратном направлении по ул. Солнечная. Время движения от конечной до конечной в среднем составляет: в прямом направлении – 44 мин, в обратном – 65 минут; в часы пик в прямом направлении – 1 час, в обратном – 1 час 30 минут. Интервал движения 25 минут.

Время работы автобуса № 52 в рабочие дни с 5:56–22:13 (выполняет 7 рейсов); в выходные дни 6:03–22:23 (выполняет 9 рейсов).

Основными объектами тяготения на маршруте являются ТРЦ «Галерея» (ул. Северная 337), Военное училище (ул. Северная 267), КубГТУ (ул. Красная 135), ТЦ «Центр города» (ул. Красная 176), универмаг «Краснодар» (ул. Красная 157), дом спорта «Динамо» (ул. Красная 190), кинотеатр «Аврора» (Красная 169), ТЦ «Бауцентр» (ул. Ростовское шоссе 28), ТЦ «Метро» (ул. Ростовское шоссе 30), ТЦ «Мандарин» (ул. Петра Метальникова 3).

Компания – перевозчик МУП «КТТУ» для осуществления перевозки на данном маршруте использует автобусы марки ПАЗ 4234. На данном маршруте работает 16 единица ПС.



Рисунок 4 – Автобус ПАЗ 4234

Для распределения пассажиропотоков по направлениям и сбора необходимой информации об изменении пассажиропотоков во времени проводятся обследования с применением одного из следующих методов: билетный, анкетный, глазомерный или табличный. При выполнении проекта использовался табличный метод обследования [4–5].

Имея сводную таблицу пассажиропотоков, отображающую суммарное число пассажиров в сутки на маршрутной сделана картограмма в определенном масштабе, которая дает наглядное представление о загрузке транспортной сети города.

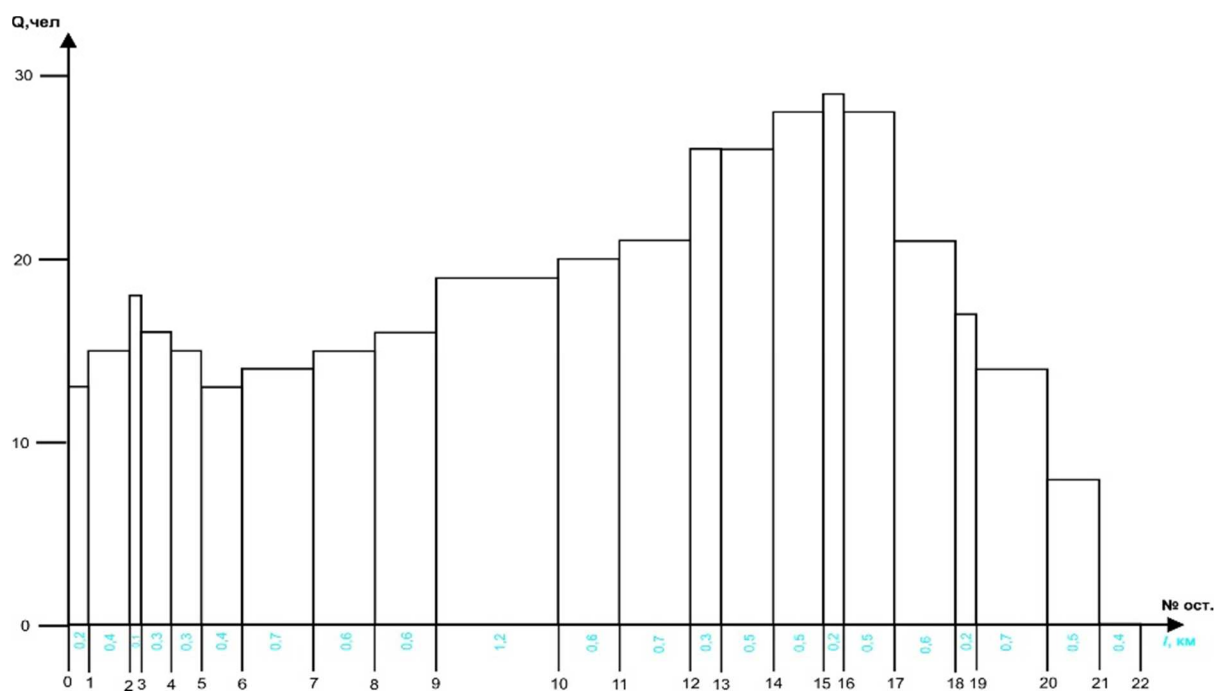


Рисунок 5 – Картограмма пассажиропотока в прямом направлении движения по маршруту № 52

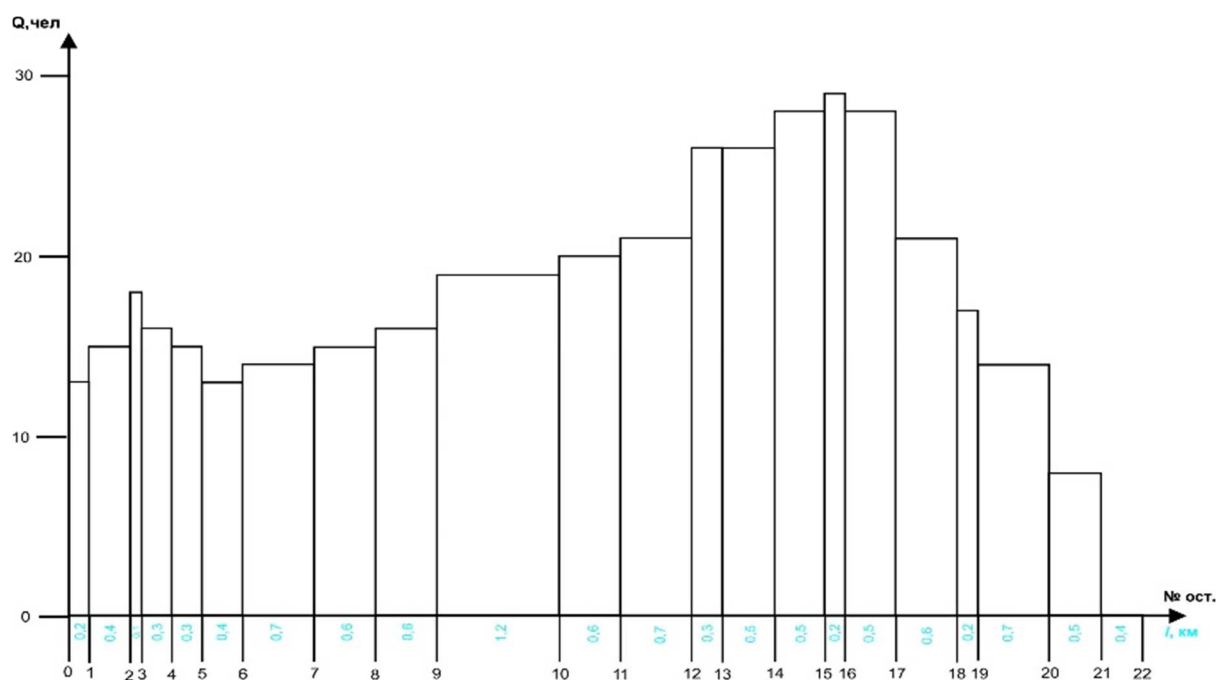


Рисунок 6 – Картограмма пассажиропотока в обратном направлении движения по маршруту № 52

Далее были рассчитаны основные показатели работы данного маршрута:

1. Коэффициент неравномерности перевозок по участкам:

$$\Pi_H^{уч} = \frac{Q_{max}}{Q_{cp}} = \frac{70}{64} = 1,09.$$

2. Коэффициент неравномерности перевозок по направлениям:

$$\Pi_H^{напр} = \frac{43}{19} = 2,26.$$

3. Средняя дальность поездки пассажиров на маршруте:

$$l_{cp} = \frac{592,7 + 185,895}{92 + 53} = 5,37 \text{ км.}$$

4. Коэффициент сменности:

$$\Pi_{cm} = \frac{l_M}{l_{cp}} = \frac{22,715}{5,37} = 4,2.$$

Далее рассчитано количество подвижного состава на маршруте.

Степень наполнения ПС характеризуется коэффициентом использования вместимости автобусов.

5. Статический коэффициент использования вместимости ПС

$$\gamma_{cm} = \frac{Q}{q \cdot \Pi_{cm} \cdot Z_p} = 0,68.$$

6. Динамический коэффициент использования вместимости ПС

$$\gamma_{\partial} = \frac{P}{q \cdot l_M \cdot Z_p} = 0,67.$$

Потребность в подвижном составе на автобусных маршрутах определяют для назначения на каждый маршрут типа и числа автобусов, при котором обеспечивается освоение пассажиропотока с соблюдением нормативных требований к качеству транспортного обслуживания пассажиров.

7. Потребное число автобусов:

$$A = \frac{Q_{max} \cdot T_{об}}{100} = 18.$$

8. Время обратного рейса на маршруте:

$$T_{об} = \frac{L_M}{V_3} = \frac{23,2}{0} = 2,06 \text{ ч.}$$

9. Интервал движения:

$$I = \frac{60 \cdot T_{об}}{A} = \frac{60 \cdot 0}{0} = 25 \text{ мин.}$$

Таким образом, на маршруте № 52 низкий коэффициент использования вместимости и небольшой интервал движения автобусов, что говорит о нерациональном использовании ПС на маршруте.

Изучив и проанализировав все характеристики, на данном маршруте предлагаются мероприятия по его совершенствованию.

В целом подвижной состав, задействованный на маршруте № 52 удовлетворяет потребностям населения в пассажирских перевозках, однако он не в полной мере отвечает возрастающим современным требованиям по экономии топливно-энергетических ресурсов, стоимости технической эксплуатации, комфортности поездки пассажиров, интервалу движения, экологической безопасности и другим факторам. Поэтому на маршруте № 52 следует произвести замену старого ПС на новый [6–7].

Необходимо определить будет ли новый подвижной состав давать существенный экономический и социальный эффект.

Наполнение пассажирами автобуса на маршруте № 52 недостаточное, а интервал их движения высок, что говорит о нерациональном использовании подвижного состава марки ПАЗ 4234.

В связи с вышеизложенным необходимо произвести модернизацию ПС на данном маршруте путем его замены с марки ПАЗ 4234 на марку МАЗ 206, что позволит повысить заполняемость автобуса, так как его номинальная пассажироместимость составляет 72 человека и 25 мест для сидения.



Рисунок 7 – Автобус МАЗ 206

Низкопольный автобус данной модели является надежным транспортным средством, предназначенным для выполнения пассажирских перевозок. МАЗ-206 может эксплуатироваться на городских и пригородных маршрутах.

В числе основных достоинств автобуса – маневренность и плавность хода. Это особенно важно при движении в городских условиях. Комфорт для водителя обеспечивают удобное расположение кресла, имеющего анатомическую форму и оснащенного подголовником, а также независимое воздушное отопление кабины [8–9]. За безопасность пассажиров и самого автобуса отвечают, кроме прочего, антиблокировочная система тормозов и независимый жидкостный подогреватель двигателя Webasto. Максимальная скорость: 67–87 км/ч.

При замене подвижного состава марки статический и динамический коэффициенты использования пассажироместимости изменятся:

$$Y_{cm} = \frac{145}{72 \cdot 4,23 \cdot 1} = 0,47;$$

$$Y_{\partial} = \frac{778,6}{72 \cdot 23,2 \cdot 1} = 0,46.$$

Так как на маршруте № 52 используется 16 автобус и интервал их движения составляет 25 минут, а коэффициент использования вместимости автобуса составляет 0,68, то существует необходимость добавить число ПС, курсирующего по данному маршруту.

При увеличении количества подвижного состава на 5 единиц, интервал движения автобусов будет равен:

$$I = \frac{60 \cdot 2,12 T_{об}}{10} = 14 \text{ мин.}$$

Таким образом, при использовании 21 единиц ПС интервал движения автобусов по городскому пассажирскому маршруту № 52 составит 14 минут, что соответствует норме.

После произведенной замены подвижного состава на новый повысится окупаемость данного маршрута и значительно снизятся затраты Компании – перевозчика МУП «КТТУ» на осуществление перевозок.

В будние дни 1 автобус выполняет 7 рейсов, учитывая часы пик и загруженность улиц, а в выходные дни 9 рейсов.

Посчитав пассажиропотоки, мы высчитали средние показатели наполняемости на автобусах:

- в будние дни на 1 ПС – 658 человек в день;
- в выходные дни на 1 ПС – 384 человек в день.

Также рассчитали среднюю цену проезда, учитывая разные условия для разных групп населения:

- наличные 45 % – 28 рублей;
- банковская карта 25 % – 28 рублей;
- банковская карта МИР 20 % – 24 рубля;
- проездные карты пенсионерам, студентам и школьникам 10 % – 14 рублей.

Средняя стоимость проезда составляет 23,5 рублей.

Рассчитали среднее количество пассажиров за 1 день на 21 автобусах:

- будние дни: $658 \cdot 21 = 13\,818$ человек;
- выходные дни: $384 \cdot 21 = 8\,064$ человек;
- выручка со всех автобусов в будний день: $13\,818 \cdot 23,5 = 324\,723$ рублей;
- выручка со всех автобусов в выходной день: $8\,064 \cdot 23,5 = 189\,504$ рублей.

В 1 месяце 8 выходных дней и 22 рабочих дня, следовательно, рассчитали месячную выручку на 21 единиц ПС:

- будние дни: $324\,723 \cdot 22 = 7\,143\,906$ рублей;
- выходные дни: $189\,504 \cdot 8 = 1\,516\,032$ рублей;
- всего в месяц: $7\,143\,906 + 1\,516\,032 = 8\,659\,938$ рублей;
- в год: $8\,659\,938 \cdot 12 = 103\,919\,256$ рублей;

в месяц на 100 % выручки приходится 78 % расходов (куда входят: амортизации, заработные платы, ТО и ТР, расходы на ГСМ, остальные переменные и постоянные расходы, а также непредвиденные расходы).

Отсюда имеем: $103\,919\,256 - 78 \% = 22\,862\,236$ рублей чистой прибыли в год.

$8\,659\,938 - 78 \% = 1\,905\,186$ рублей чистой прибыли в месяц.

Стоимость 1 автобуса МАЗ 206 – 6 490 000 рублей.

Мы покупаем 5 автобусов: $6\,490\,000 \cdot 5 = 32\,450\,000$ рублей.

Для полной окупаемости 5 единиц ПС МАЗ 206 потребуется:

$32\,450\,000 / 1\,905\,186 = 17,03 = 18$ месяцев.

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. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
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. Надирян С.Л., Изюмский А.А. Основные направления в области транспортной безопасности / в сборнике: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 236–239.
5. 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.
6. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Адамян Г.В. Ответственность перевозчика по договору международной автомобильной перевозки // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 4. – С. 1–10.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
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 работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. «КубГТУ», 2019. – 271 с.

References

1. Iziumskiy 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. Iziumskiy A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Computer engineering and networks in the branch. – Krasnodar, 2014.
3. Iziyum A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Application of the information systems network architecture in the automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnye trudy-dy KUBSTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Nadiryayn S.L., Iziyumskiy A.A. Main directions in the field of transport safety / in collection: Prospects of development and safety of automobile complex. – 2013. – P. 236–239.
5. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nenastin S.V. Features of the financial and economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of the Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.
6. Kuzmina M.A., Nadiryayn S.L., Adamian G.V. Carrier's responsibility under the international automobile transportation contract // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 4. – P. 1–10.
7. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nedashkovskaya A.O. Peculiarities of the transport service system for the production enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
8. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Mironova M.P. Features of the system of the passenger transportation service by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
9. Konovalova T.V. [et al]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : «Kuban State Technical University» Publishing House, 2019. – 271 p.

УДК 69.059

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ФАСАДОВ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ



FEATURES OF MODERN APPROACHES IN RECONSTRUCTION OF FACADES OF RESIDENTIAL BUILDINGS

Попов Александр Олегович

студент института строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный
технологический университет
Sasha25100130719@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены существующие современные подходы при реконструкции фасадов жилых зданий в отечественной и зарубежной строительной науке, проанализированы данные состояния жилого фонда крупных регионов страны.

Ключевые слова: Реконструкция, жилой фонд, жилая застройка.

Popov Aleksandr Olegovich

Student of the Institute of Construction
and Transport Infrastructure,
Kuban State University of Technology
Sasha25100130719@mail.ru

Annotation. There are modern approaches to the reconstruction of building facades in domestic and foreign construction science, data on the state of the housing stock of large regions of the country are analyzed.

Keywords: reconstruction, housing stock, residential development.

В настоящее время большое внимание уделяется как строительству новых зданий и сооружений в городской застройке, так и реконструкции и капитальному ремонту существующего жилого фонда. При реконструкции и капитальном ремонте используются нормативные и технические разработки российских ученых и проектировщиков в области расчета, обследования и усиления строительных конструкций, а так же правовая база.

Целью научного исследования является рассмотрение городской застройки при формировании архитектурного облика любого города. Из практики всегда отдельное значение предавалось проектированию главных улиц, площадей, и водным артериям. Большое внимание в планах реконструкции отводится созданию жилых и общественных зон, к которым предъявляются не только удовлетворение минимальных социальных потребностей, но и визуальному восприятию, функциональной потребности и гармоничному сочетанию с окружающей средой.

При проектировании современных жилых зданий закладывается аспект устойчивого развития всей новой жилой застройки, планирование ее расширения, увеличения плотности и возможного изменения для удовлетворения актуальным потребностям населения.



Рисунок – Здание более раннего периода

Здания более ранних периодов застройки зачастую не удовлетворяют этим требованиям как с архитектурной, так и с технологической и эксплуатационной точки зрения, поэтому такие здания либо частично поддаются реконструкции (надстраиваются, расширяются), либо демонтируются/сносятся, расширяя свободное пространство для строительства более современного жилого фонда. Термин «исторические здания» означает, что строение было возведено в прошлые века, причем неважно, является ли оно памятником культуры, архитектуры, или представляет особую историческую ценность. Главное, что здание способно украсить городскую площадь или улицу.

Каждый сохранившийся до наших времен исторический объект строился на совесть, но привлекательный вид должны придавать ему уже современные мастера.

Под реставрацией понимается восстановление и укрепление памятников архитектуры, культуры и искусства, исторических шедевров, искаженных временем, потерявших былую привлекательность, потускневших, частично разрушенных вредными условиями быта, неправильными мерами эксплуатации.

Согласно Законодательству РФ, к реставрации относятся все виды предпроектных, исследовательских, проектных, связанных с производственной и технологической перепланировкой работ, которые будут выполняться на недвижимых памятниках и прилегающих территориях в любых сочетаниях, представляющих однородный процесс, независимо от объема и характера.

В процессе реставрации происходит следующее:

- приобретают правильную форму деформированные части;
- удаляются или восстанавливаются, в зависимости от степени повреждения, химически изменившиеся детали конструкции;
- устраняются позднее добавленные, но не подходящие к стилю первоначального оформления дополнения;
- укрепляется структура исторического памятника с подборкой материалов, аналогичных уже имеющимся, или применяются современные средства при условии, если они не портят внешнего вида здания (памятника).

Сохранение или восстановление первоначального вида исторического строения особенно ценится в городах, история существования которых измеряется в веках. Восстановленные и приближенные к историческому облику строения привлекают туристов, положительно влияет на сознание самих горожан, прививая им бережное отношение к культурному и архитектурному наследию.



Рисунок – Реконструкция фасада

Обычно исторические фасады украшались обилием лепнины, барельефами, статуэтками и прочими художественными элементами. Их реставрация в корне отличается от современных методов, используемых в современном косметическом ремонте обычных зданий и строений.

С течением времени многие исторические элементы фасадных композиций нуждаются в серьезном физическом восстановлении. Другими словами, нужно создать

новый декор по точному облику старого. Большинство элементов сохраняют целостность и нуждаются лишь в механической очистке и защите от негативного воздействия окружающей среды.

После снятия верхнего слоя, подвергшегося воздействию атмосферных катаклизмов, требуется нанесение укрепляющих составов, а затем изделие покрывается лакокрасочным материалом.

Для кровельного покрытия в недалеком прошлом использовались листы из меди. Сейчас их почти не применяют из-за короткого срока службы: в процессе окисления, под действием атмосферных осадков кровля теряет эстетичность и может прийти в полную негодность.

Чтобы сохранить внешний вид исторического здания, аналогичную форму медным листам придают при помощи электромеханических листогибов. Точную копию оригинала могут выполнить лишь организации, в штате которых имеются и строители, и художники реставраторы, так как реставрация фасадов исторических зданий требует специфического подхода.

Ни в коем случае не нужно при реставрации фасада экономить на качественном составе материалов, ограничившись лишь заменой старого слоя штукатурки на новый. Работы должны выполняться аккуратно, неспеша. Обработка каждого участка фасада должна быть последовательной и законченной.

Примерный порядок работ:

- оценка состояния и определение объема основных работ;
- механическая очистка – удаление загрязнений и пыли;
- восстановление поврежденных элементов архитектурной отделки фасада;
- монтаж дополнительных элементов, установка карнизов, водостоков;
- штукатурные и окрасочные работы.

В зданиях, которые проходят период реконструкции (к таким зданиям относится зачастую жилая застройка различных морфотипов), изменяется внутренняя планировка, а вследствие этого также изменяются проекты фасадов, которые придают зданию не только более яркий облик, но и обеспечивая комфортность его жителям (посредством утепления фасадов, замене конструкций оконных и дверных проемов, усилению несущих конструкций) и создание единого облика, несмотря на внутреннюю социальную неоднородность жилой застройки.

В современной градостроительной науке сохраняется традиционность использования общего основного подхода к реконструкции зданий с элементами индивидуальных требований. Это обусловлено тем, что даже среди массовой застройки у каждого здания существуют отличительные особенности, конструктивные решения и даже визуальное восприятие, обусловленное ориентацией здания в плане.

Поэтому первоначально перед созданием проекта реконструкции зданий проводится визуальный осмотр, составляется пакет документов, на основании которых проектировщики моделируют образ нового здания, а на основе него уже восприятие всей жилой застройки.

Помимо архитектурного подхода, которые хоть и базируются на традиционном методе, но при этом формируют модель устойчивого развития жилой застройки, в проектах закладывается и технический /подход/, который уже несколько десятилетий стабильно развивается за счет мировой конкуренции, совершенствуется и становится более доступным для населения.

С экономической точки зрения они оценивают состояние основных фондов, месторасположение и структуру средств производства, развитие и функционирование технической инфраструктуры, землепользование. С экологической – использование природных ресурсов, система защищенных районов, а так же функционирование окружающей среды.

Например, в проектах по реконструкции серий сталинских домов были решены задачи по улучшению жилищных условий в каждой квартире за счет утепления фасадов, увеличения площади путем пристройки летних и иных дополнительных помещений, проведения капитального ремонта дома с заменой его инженерных коммуникаций (рис. 1).



Рисунок 1 – Пример реконструкции здания серии ИИ-05

Также при реконструкции фасадов в настоящий момент учитываются уровни медленных и быстрых процессов, установление критических сроков (временные факторы), социально-экономические процессы в качестве источников новых идей, сохранения преемственности ранних проектов или же создание новых категорий качества на основе конкуренции различных методов строительно-монтажных работ или строительных материалов, обеспечивается контроль действия. В зарубежных странах для производства любого метода строительно-монтажных работ или использовании любых строительных материалов необходима сертификация, в то время как в странах бывшего СНГ это ограничивается лишь единичными нормативными документами (на базе которых действуют региональные и федеральные), комплектом норм безопасности производства или же использовании материалов; однако в отличие от зарубежных стран, применяется система оценки и контроля деятельности посредством общественности.

В МГСУ в 1990–2005 гг. был разработан комплексный подход к развитию и реконструкции территории пятиэтажной застройки, который включал в себя методические рекомендации для формирования объемнопланировочные решения жилых зданий с надстройками и мансардами; учета физико-технических градостроительных факторов (аэрации, инсоляции, шумозащиты и т.п.); применения организационнофинансовых и правовых механизмов градостроительной реконструкции; разработанных приемов комплексной реконструкции и др.

При реконструкции фасадов зданий используют поверхностный и выборочный ремонт, ремонт с монтажом дополнительной теплоизоляцией или же демонтажем старой конструкции. Каждый вид работ соответствует тому или иному повреждению на поверхности или внутри наружной стены: выветривание раствора, повреждение основания, повреждение декоративной отделки, некачественно выполненный ранее проведенный ремонт или окончание срока службы наружных конструкций после ремонта и т.п.

Выводы: мероприятия по восстановлению поверхности фасада в первую очередь диктуется недостатками, связанными с эксплуатационными показателями стены и социальными потребностями населения, а уже потом, при разработке необходимых восстановительных работ, разрабатывается проект визуализации поверхности фасада. Такая последовательность позволяет увеличить качество проведенных работ, увеличению срока службы здания и созданию комфортной среды для проживания людей.

Литература

1. Реконструкция фасадов. – URL : <http://www.ac-holding.ru/front/reconstr/> (дата обращения 20.10.2019).
2. Особенности современных подходов при реконструкции фасадов жилых зданий. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-sovremennyh-podhodov-pri-rekonstruktsii-fasadov-zhilyh-zdaniy> (дата обращения 20.10.2019).

3. 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.
4. Сохранение лицевых фасадов зданий как способ воссоздания памятников архитектуры. – URL : <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41365> (дата обращения 30.10.2019).
5. Леонова А.Н., Курочка М.В. Методы повышения энергоэффективности зданий при реконструкции // Вестник МГСУ. – 2018. – Т. 13. – № 7 (118). – С. 805–813.
6. Вербицкий Д.О., Леонова А.Н. Энергоэффективность при строительстве и реконструкции зданий : Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / сборник статей Международной научно-практической конференции; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 32–37.
7. Леонова А.Н., Сорокина Е.Н. Конструктивное преимущество и эффективная функциональность энергосберегающих фасадов при реконструкции зданий // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2018. – № 9. – С. 206–215.
8. 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.
9. Volkov A.N., Leonova A.N., Karpanina E.N., Gura D.A. Energy performance and energy saving of life-support systems in educational institution // Journal of Fundamental and Applied Sciences. – 2017. – Vol. 9. – № 2S. – P. 931–944.

References

1. Reconstruction of facades. – URL : <http://www.ac-holding.ru/front/reconstr/> (circulation date 20.10.2019).
2. Features of modern approaches to the reconstruction of residential building facades. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-sovremennyh-podhodov-pri-rekonstruktsii-fasadov-zhilyh-zdaniy> (date of address 20.10.2019).
3. Leonova A.N. Advantages and disadvantages of using the hinged ventilated facade systems for 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.
4. Preservation of Facade Facades of Buildings as a Way of Restoration of Architecture Monuments. – URL : <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41365> (circulation date 30.10.2019).
5. Leonova A.N., Kurochka M.V. Energy efficiency increase methods for the buildings at reconstruction-structure // MSCU Newsletter. – 2018. – Vol. 13. – № 7 (118). – P. 805–813.
6. Verbitskiy D.O., Leonova A.N. Energy efficiency in construction and reconstruction of buildings: Ecological, engineering-economical, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure / Collection of articles of the 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. – P. 32–37.
7. Leonova A.N., Sorokina E.N. Constructive advantage and effective functionality of the energy saving facades at reconstruction of buildings // Electronic network-language journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2018. – № 9. – P. 206–215.
8. Fursina Yu.V., Ivanova S.O., Leonova A.N. Experience of the buildings reconstruction in the European countries and comparison with renovation in Russia // Bulletin of science and practice. – 2019. – Vol. 5. – № 5. – P. 241–246.
9. Volkov A.N., Leonova A.N., Karpanina E.N., Gura D.A. Energy performance and energy saving of life-support systems in educational institution // Journal of Fundamental and Applied Sciences. – 2017. – Vol. 9. – № 2S. – P. 931–944.

УДК 693.95

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ И ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТЫКИ СТЕНОВЫХ ПАНЕЛЕЙ



HORIZONTAL AND VERTICAL JOINTS OF WALL PANELS

Хасанов Тембулат Валерьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
hasanov.tembulat@bk.ru

Егоров Егор Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
yegor_yegorov_96@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы устройства горизонтальных и вертикальных стыков стеновых панелей при строительстве и реконструкции крупнопанельных зданий, их виды, достоинства и недостатки.

Ключевые слова: горизонтальный стык, вертикальный стык, стеновая панель, герметизация, коррозия.

Khasanov Tembulat Valerievich

Student,
Kuban State technological university
hasanov.tembulat@bk.ru

Egorov Egor Vladimirovich

Student,
Kuban State technological university
yegor_yegorov_96@mail.ru

Annotation. The article deals with the arrangement of horizontal and vertical joints of wall panels during the construction and reconstruction of large-panel buildings, their types, advantages and disadvantages.

Keywords: horizontal joint, vertical joint, wall panel, sealing, corrosion.

В наше время строительство крупнопанельных зданий активно развивающееся направление в строительной отрасли. Это связано с индустриальностью производства, низкой стоимостью и быстротой возведения зданий.

Эксплуатационные качества крупнопанельных зданий зависят от конструктивного решения стыков между панелями и другими элементами здания.

К наиболее важным элементам несущих конструкций относят стыковые соединения. Стыки панельных зданий делятся на стыки между перекрытием, стеновыми панелями, между смежными панелями и между панелями перекрытий. Так же различают стыки вертикальные и горизонтальные.

Вертикальные стыки между стеновыми панелями можно разделить на две группы. К первой группе относят упругоподатливые стыки, панели данным виде стыка соединяются с помощью стальных связей, привариваемых к закладным деталям стыкуемых элементов. Пустоты, которые образуются в стыках, заполняют раствором или бетоном.

Главным недостатком упругоподатливых стыков является возможность коррозии стальных связей и закладных деталей. Стальные крепления стеновых панелей, которые находятся в точке росы и подвергаются коррозии, защищают с помощью распыления цинка, горячего оцинкования или гальванизации. Оцинкованные элементы должны быть защищены замоноличиванием цементно-песчаным раствором. Герметизацию стыка выполняют битумной мастикой.

Ко второй группе относятся жесткие стыки – монолитные железобетонные, в них прочность стыкования соединения можно обеспечить замоноличенной стальной арматурой.

В монолитном стыке однослойных стеновых панелей петлевые выпуски арматуры соединены скобами из круглой стали. Между замоноличенной зоной стыка и герметизацией возникает вертикальная воздушная полость, которая служит дренажным каналом, отводящим попадающую внутрь шва воду.

Устройства жестких стыков осуществляют с применением сварных анкеросвязей, которые представляют из себя Т-образные элементы, произведенные из полосовой стали и расположенные в стыке «на ребро». Такое соединение позволяет обеспечить возможность плотного заполнения полости стыка бетоном и уменьшить почти в три раза расход стали.

Различают несколько видов горизонтальных стыков, на базе которых происходит проектирование современных крупнопанельных зданий:

– платформенный стык, особенностью данного вида стыка является опирание перекрытий на половину толщины поперечных стеновых панелей. Ступенчатая передача усилий, при которой усилия с панели на панель передаются через опорные части плит перекрытий. Платформенный стык наиболее простой в монтаже и достаточно надежный при высоте панельных домов. Его рекомендуют применять в качестве основного решения при двухстороннем опирании плит перекрытий на панели, а также при одностороннем опирании плит на глубину не менее 0,75 толщины стены. Толщины растворных швов рекомендуется назначать равными 20 мм; размер зазора между торцами плит перекрытий принимается не менее 20 мм.

– зубчатый стык, представляет из себя модификацию стыка платформенного типа. Он обеспечивает более глубокое опирание плит перекрытий, которое наподобие хвоста ласточки опираются на всю ширину стеновой панели, а усилия с панели на панель передаются через опорные части плит перекрытий.

– контактный стык рекомендуется использовать при опирании плит перекрытия на консольные уширения стен или с помощью консольных выступов плит. При контактных стыках плиты перекрытий можно опирать на стены без раствора. В этом случае для обеспечения достаточной звукоизоляции полость между торцами плит и стенами необходимо заполнять раствором и предусматривать арматурные связи, превращающие сборное перекрытие в горизонтальную диафрагму жесткости.

– контактно-гнездовой стык с опиранием панелей по принципу непосредственной передачи усилий с панели на панель. Опирание перекрытий через консоли или ребра (пальцы), выступающие из самих плит и укладываемые в специально оставленные в поперечных панелях гнезда.

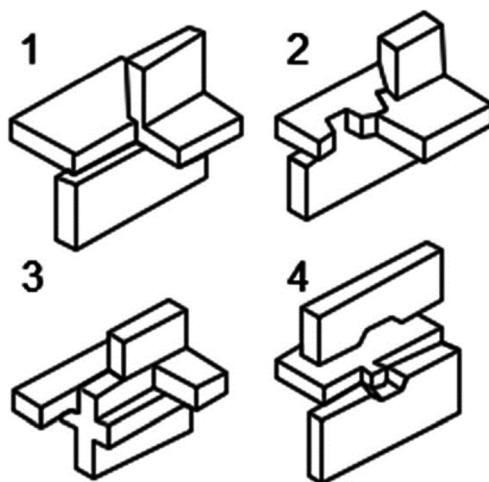


Рисунок 1 – Виды горизонтальных стыков:

1 – платформенный; 2 – зубчатый; 3 – контактный; 4 – контактно-гнездовой

Важными требованиями к горизонтальным стыкам является герметичность, которая связана с малой воздухопроницаемостью стыков и исключением проникания через них дождевой воды, а также не допускает образования в месте стыка конденсата, вследствие недостаточных теплозащитных свойств [5].

К достоинствам горизонтальных стыков можно отнести архитектурную целостность фасада возводимого здания или сооружения, частичное устранение, так называемого, «мостика холода» в наружных стенах. Недостатки связаны с материалами, применяемыми при устройстве стыков – коррозия стальных элементов, трещинообразование.

Исходя из вышесказанного, можно определить, что для обеспечения приемлемых эксплуатационных качеств стен из крупных панелей для устройства стыков применяют различные материалы, которые имеют разные физико-механические свойства: гидроизолирующие (рубероид или изол), герметизирующие (пароизол или гернит и мастики), крепежные (сталь), связующие и уплотняющие (бетон и раствор), утепляю-

щие (минераловатные вкладыши). Все перечисленные материалы имеют разную долговечность от чего зависит срок службы здания. Вот почему при конструировании стыков панелей и их исполнении необходимо уделять особое внимание обеспечения высокого качества производства строительных работ [6].

Литература

1. Ржаницын А.Р. Составные стержни и пластины. – М. : Стройиздат, 1986. – 316 с.
2. Леонтьев Н.Н. [и др.]. Основы теории балок и плит на деформируемом основании. – М. : МИСИ, 1982. – 119 с.
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 (116). – С. 64–69.
4. Габбасов Р.Ф., Габбасов А.Р., Филатов В.В. Численное построение разрывных решений задач строительной механики. – М. : Изд-во АСВ, 2008. – 280 с.
5. Шестопалова Ю.А., Леонова А.Н. Горизонтальные стыки стеновых панелей : Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / сборник статей Международной научно-практической конференции; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 316–319.
6. Дворцова С.А., Леонова А.Н. Конструкция вертикальных стыков стеновых панелей : Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / сборник статей Международной научно-практической конференции; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; ФГБОУ ВО «КубГТУ»; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 78–81.
7. Полтораднев А.С. Эффективность балок с гибкой стенкой. – Соискатель, 2010. – С. 46–48.
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.
9. Гаврилова А.И., Гутенёва С.В. Компоновка сечения составных балок с учетом оптимизации стали // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2013. – С. 69–71.
10. 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.
11. Столбов Н.В. Оценка эффективности применения балок с гофрированной стенкой в сравнении с обычными сварными балками. – С. 196–199.
12. Карпанина Е.Н., Леонова А.Н. Значение теплопереноса как свойство строительных конструкций в зданиях и сооружениях // Перспективы науки. – 2016. – № 9 (84). – С. 39–43.
13. Металлические конструкции : учебник для строит, вузов / под ред. В.В. Горева. – М. : Высшая школа 2001. – 2-е издание. – 551 с.
14. Леонова А.Н., Курочка М.В. Методы повышения энергоэффективности зданий при реконструкции // Вестник МГСУ. – 2018. – Т. 13. – № 7 (118). – С. 805–813.
15. Михайлов А. М. Сварные конструкции. – М. : Стройиздат, 1983. – 367 с.
16. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage given the beyond design basis effects / в сборнике: MATEC Web of Conferences. – 2018. – С. 02008.

References

1. Rzhantsyn A.R. Composite rods and plates. – Moscow: Stroyzdat, 1986. – 316 p.
2. Leontief N.N. [et al]. Basics of the theory of beams and plates on a deformable base. – M. : MISSY, 1982. – 119 p.
3. Leonova A.N., Sofyanikov O.D., Krivenkova T.V. Features of strengthening of building structures by composite polymer materials in the conditions of high and low temperatures // Prospects of science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.
4. Gabbasov R.F., Gabbasov A.R., Filatov V.V. Numerical construction of the breaking solutions of the construction mechanics problems. – M. : Publishing house of ASV, 2008. – 280 p.
5. Shestopalova Yu.A., Leonova A.N. Horizontal joints of the wall panels: 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. – P. 316–319.
6. Dvortsov S.A., Leonova A.N. Construction of vertical joints of wall panels : Ecological, engineering, economic, legal and administrative aspects of the development of construction and transport infrastructure / collection of articles of the International scientific-practical conference; FSBEI HEI «Kuban State Technological University», Institute of Construction and Transport Infrastructure; FSBEI HEI «Kuban State Technological University»; International Center for Innovative Research «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 78–81.
 7. Poltoradnev A.S. Efficiency of beams with flexible wall. – Candidate, 2010. – P. 46–48.
 8. Odоеvskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy-efficient buildings / a collection of articles of the International Scientific Conference. – 2018. – P. 142–147.
 9. Gavrilova A.I., Guteneva S.V. Composite beam section layout with steel optimization taken into account // Bulletin of North-Caucasian Federal University. – 2013. – P. 69–71.
 10. Leonova A.N. Causes of the industrial buildings steel structures accidents : Construction in the coastal resort regions / Proc. of the 6th International scientific-practical conference. – 2010. – P. 55–58.
 11. Stolbov N.V. Estimation of efficiency of application of beams with a corrugated wall in a fight with usual welded beams. – P. 196–199.
 12. Karpanina E.N., Leonova A.N. Heat transfer value as a property of the building structures in buildings and constructions // Perspectives on science. – 2016. – № 9 (84). – P. 39–43.
 13. Metal constructions : a textbook for building, universities / under edition of V.V. Goreva. – M. : higher school 2001. – 2nd edition. – 551 p.
 14. Leonova A.N., Kurochka M.V. Methods of an energy efficiency increase of buildings at reconstruction-structure // MSCU Bulletin. – 2018. – Vol. 13. – № 7 (118). – P. 805–813.
 15. Mikhailov A.M. Welded structures. – M. : Strojizdat, 1983. – 367 p.
 16. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage givenen the beyond design basis effects / in collection: MATEC Web of Conferences. – 2018. – P. 02008.

62.83.52:62.503.56

**БЛИЗКАЯ К ОПТИМАЛЬНОЙ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА
ДЛЯ БОЛЬШИХ ИЗМЕНЕНИЙ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ
ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА**



**CLOSE TO OPTIMUM OPTIMUM DIAGRAM
FOR LARGE CHANGE IN ANGULAR SPEED
OF THE EXECUTIVE DC CONTROLLER**

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 электропривода разработана трехэтапная близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма. Получен алгоритм, позволяющий определить длительности этапов трехэтапной близкой к оптимальной по быстродействию диаграммы для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Ключевые слова: трехэтапная близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма, большие изменения угловой скорости, исполнительный орган 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
alexandrovnav32@mail.ru

Annotation. For large changes in the angular velocity of the actuator, the electric drive has developed a three-stage diagram that is close to optimal in speed. An algorithm is obtained that allows one to determine the duration of the three-stage stages close to the optimal speed diagram for large changes in the angular velocity of the actuator's actuator.

Keywords: three-stage diagram close to optimal in speed, large changes in angular velocity, the Executive body of the electric drive.

На рисунке 1 и 2 представлена близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока, состоящая из трех этапов.

На первом этапе напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, ступенчато возрастает до максимально допустимого значения $U_{доп}$; на третьем этапе напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, ступенчато убывает до максимально допустимого значения со знаком «минус» $-U_{доп}$. На первом этапе первая производная тока якорной цепи электродвигателя равна максимальному значению $I_{max}^{(1)}$, на третьем этапе первая производная тока якорной цепи электродвигателя равна минимальному значению $I_{min}^{(1)}$. На первом этапе ток якорной цепи электродвигателя линейно возрастает от значения $\frac{M_{CO}}{C_M}$ до максимально допустимого значения $I_{доп}$, а на третьем этапе – линейно убывает от максимально допустимого значения $I_{доп}$ до значения, равного $\frac{M_{CO}}{C_M}$. В момент времени t_1 угловая скорость исполнительного органа электропривода равна начальному значению $\omega_{нач}$ а в момент времени t_3 равна конечному значению $\omega_{кон}$. На первом этапе первая производная угловой скорости исполнительного органа электропривода линейно растет от 0 до максимального значения $\omega_{max}^{(1)}$, на третьем этапе линейно убывает от максимального значения $\omega_{max}^{(1)}$ до 0. На первом этапе вторая производная угловой скорости исполнительного органа электропривода равна максимальному значению $\omega_{max}^{(2)}$; на третьем этапе вторая производная угловой скорости исполнительного органа электропривода равна минимальному значению $\omega_{min}^{(2)}$.

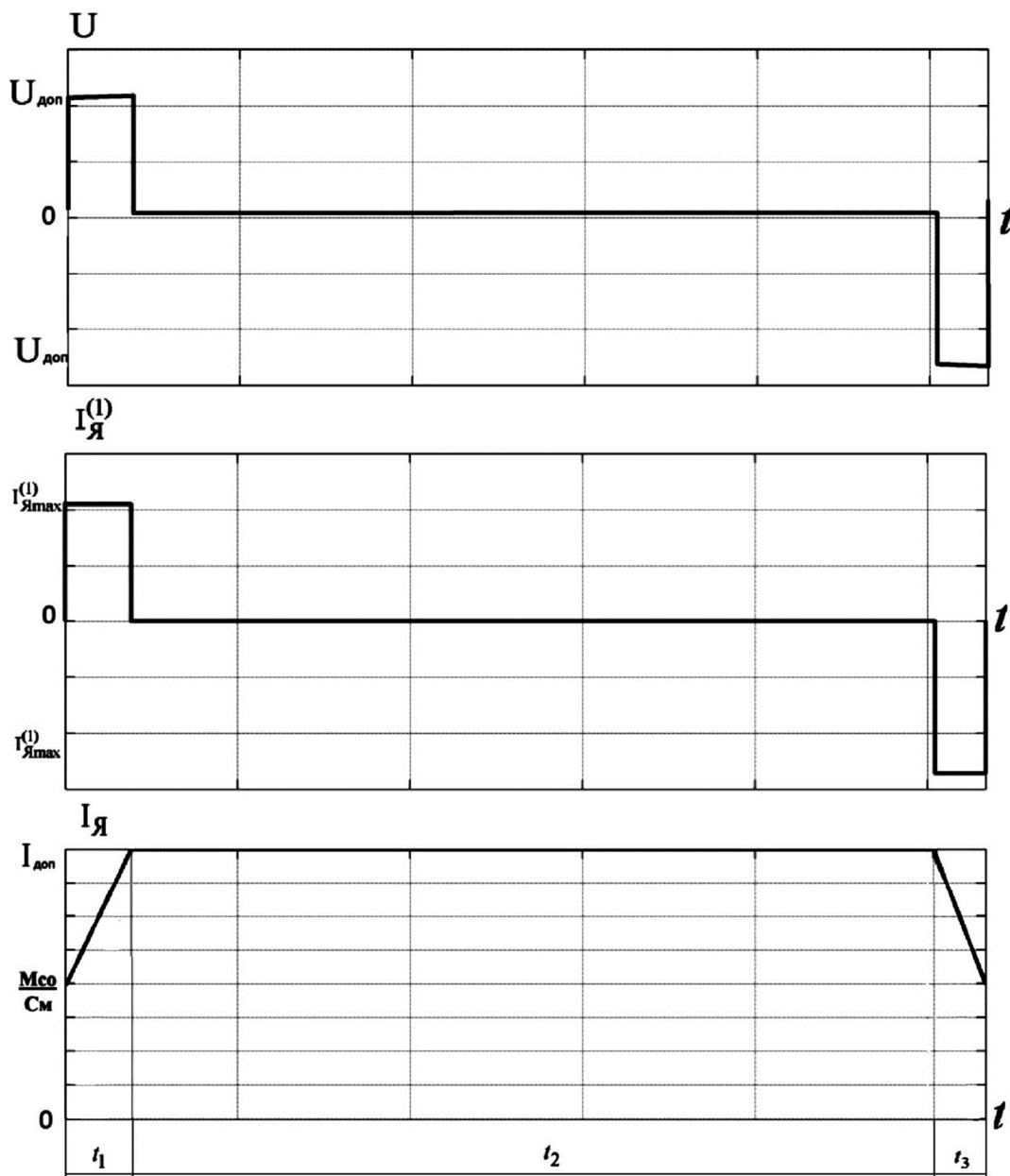


Рисунок 1 – Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока (электрические координаты)

Для указанной диаграммы справедливы соотношения:

$$\omega_{max}^{(1)} = \frac{C_M I_{доп} - M_{CO}}{J};$$

$$t_1 = \frac{J}{C_M I_{доп} - M_{CO}} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} - \omega_{нач} - \frac{R_{Я} I_{доп}}{C_e} \right) \pm$$

$$\pm \sqrt{\left[\frac{J}{C_M I_{доп} - M_{CO}} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} - \omega_{нач} - \frac{R_{Я} I_{доп}}{C_e} \right) \right]^2 - 2 \cdot \frac{L_{Я} J}{C_M C_e}};$$

$$\omega_{max}^{(2)} = \frac{\omega_{max}^{(1)}}{t_1},$$

где $\omega_{max}^{(2)}$ – значение второй производной угловой скорости исполнительного электропривода постоянного тока в конце первого этапа.

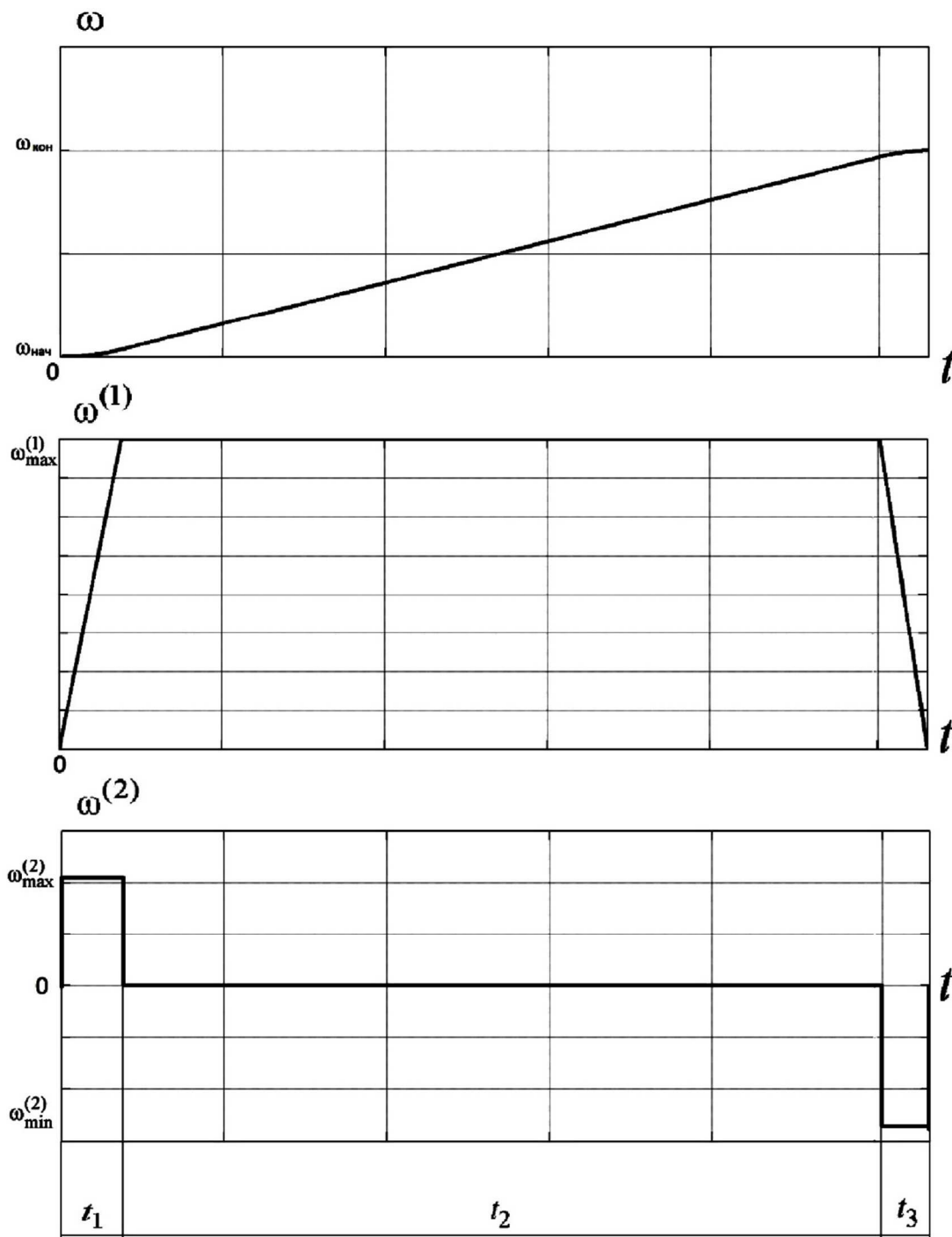


Рисунок 2 – Близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока (механические координаты)

$$\omega_{min}^{(2)} = \frac{C_M}{L_{\text{я}}J} \cdot U_{\text{доп}} - \frac{C_e C_M}{L_{\text{я}}J} \cdot \omega_{кон} - \frac{R_{\text{я}}}{L_{\text{я}}J} \cdot M_{\text{с0}},$$

где $\omega_{min}^{(2)}$ – значение второй производной угловой скорости исполнительного электропривода постоянного тока в конце третьего этапа.

$$t_3 = \frac{\omega_{max}^{(1)}}{\omega_{min}^{(2)}};$$

$$t_2 = \frac{(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}})}{\omega_{\text{max}}^{(1)}} - \frac{1}{2}t_1 - \frac{1}{2}t_3;$$

$$T_{\text{ц}} = t_1 + t_2 + t_3;$$

$$\omega_1 = \omega_{\text{нач}} + \frac{1}{2}\omega_{\text{max}}^{(1)} \cdot t_1;$$

$$\omega_2 = \omega_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}}^{(1)} \cdot \left(\frac{1}{2}t_1 + t_2\right);$$

$$I_{\text{max}}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\text{max}}^{(2)};$$

$$I_{\text{min}}^{(1)} = \frac{J}{C_M} \cdot \omega_{\text{min}}^{(2)}.$$

Если $t_2 = 0$, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{зр}}$,
 где $\omega_{\text{зр}}$ – граничное значение угловой скорости исполнительного электропривода постоянного тока.

$$t_3 = -\left[\frac{1}{\omega_{\text{max}}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \omega_{\text{нач}} + \frac{R_{\text{я}}}{C_e C_M} \cdot M_{\text{CO}} \right) + \frac{1}{2}t_1 \right] \pm$$

$$\pm \left[\frac{1}{\omega_{\text{max}}^{(1)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \omega_{\text{нач}} + \frac{R_{\text{я}}}{C_e C_M} \cdot M_{\text{CO}} \right) + \frac{1}{2}t_1 \right]^2 + 2 \cdot \frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M};$$

$$\omega_{\text{min}}^{(2)} = -\frac{\omega_{\text{max}}^{(1)}}{t_3};$$

$$\omega_{\text{гр}} = \frac{1}{2}\omega_{\text{max}}^{(1)} \cdot (t_1 + t_3).$$

В статье рассматривается электропривод, имеющий следующие параметры:

$$C_e = 1,25 \frac{\text{В}\cdot\text{с}}{\text{рад}}; C_M = 1,25 \text{ В}\cdot\text{с}; R_{\text{я}} = 5 \text{ Ом}; L_{\text{я}} = 0,1 \text{ Гн}; J = 0,125 \text{ кг}\cdot\text{м}^2;$$

$$U_{\text{доп}} = 250 \text{ В}; I_{\text{доп}} = 8 \text{ А}; \omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}},$$

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 $M_{\text{CO}} = 5 \text{ Н}\cdot\text{м}$.

На рисунках 1 и 2 представлена близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа 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 $T_{\text{ц}} = 0,26689924 \text{ с}$.

Остальные параметры диаграммы: $t_1 = 0,001905194 \text{ с}$; $\omega_{\text{max}}^{(2)} = 20995,23723 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;
 $\omega_{\text{min}}^{(1)} = -27125 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $t_3 = 0,001474564 \text{ с}$; $t_2 = 0,023310076 \text{ с}$.

Проведён численный эксперимент. Получены все параметры близкой к оптимальной по быстродействию диаграммы для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока при различных значениях изменения угловой скорости исполнительного органа механизма $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}})$, которые приведены в таблице 1. По результатам численного эксперимента на рисунке 3 по-

строена зависимость времени цикла $T_{ц}$ от изменения угловой скорости исполнительного органа электропривода ($\omega_{кон} - \omega_{нач}$).

Таблица 1 – Результаты численного эксперимента при $\omega_{нач} = 0 \frac{рад}{с}$

$(\omega_{кон} - \omega_{нач}), \frac{рад}{с}$	$t_1, с$	$t_2, с$	$t_3, с$	$T_{ц}, с$	$\omega_{min}^{(2)} \frac{рад}{с^2}$
0	0,00190519	0	0,001481481	0,001693338	-27000
10		0,248339438	0,001415929	0,251660561	-28250
20		0,498369437	0,001355932	0,501630563	-29500
30		0,748396996	0,001300813	0,751603003	-30750
40		0,998422403	0,00125	1,001577597	-32000
50		1,248445899	0,001203008	1,251554101	-33250
60		1,498467693	0,001159420	1,501532307	-34500
70		1,748487963	0,001118881	1,751512038	-35750
80		1,998506862	0,001081081	2,001493138	-37000
90		2,248524527	0,001045752	2,251475473	-38250
100		2,498541074	0,001012658	2,501458926	-39500
110		2,748556605	0,000981595	2,751443395	-40750
120		2,998571213	0,000952381	3,001428787	-42000
130		3,248584975	0,000924855	3,251415025	-43250
140		3,498597965	0,000898876	3,501402035	-44500
150		3,748610245	0,000874317	3,751389755	-45750
160		3,998621871	0,000851064	4,001378129	-47000

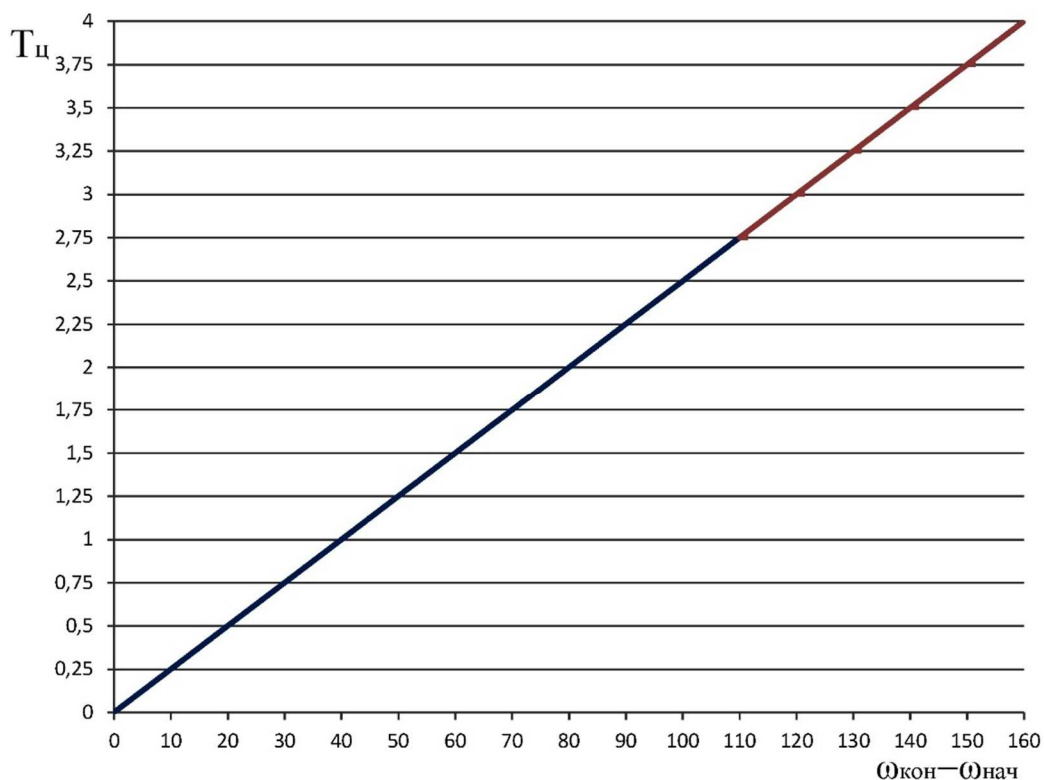


Рисунок 3 – Зависимость времени цикла $T_{ц}$ от изменения угловой скорости исполнительного органа электропривода ($\omega_{кон} - \omega_{нач}$) при $\omega_{нач} = 0 \frac{рад}{с}$

Выводы

Таким образом, для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода разработана трехэтапная близкая к оптимальным по быстродействию диаграмма.

Получено математическое обеспечение, позволяющее определить параметры трехэтапной близкой к оптимальной по быстродействию диаграммы для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
СИСТЕМЫ ШЕСТОГО ПОРЯДКА С ДВУМЯ КОРНЯМИ
КРАТНОСТЬЮ ТРИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**THE ANALYSIS OF TRANSIENT CHARACTERISTICS
OF A SIXTH ORDER SYSTEM WITH TWO TRIPLE SOLUTIONS
OF THE CHARACTERISTIC EQUATION**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлин Алексей Георгиевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Печёнкин Олег Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
pchn257@mail.ru

Аннотация. В статьях выполнен анализ переходных характеристик систем шестого порядка: с одним корнем кратности шесть характеристического уравнения [1]; с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения [2]; с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения [3]; с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один [4]. В данной статье анализируются переходные характеристики системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения.

Найдены переходные характеристики систем шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы шестого 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

Murlin Aleksey Georgievich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department
of information systems and programming,
Kuban state technological university

Pechonkin Oleg Andreevich

Student,
Kuban state technological university
pchn257@mail.ru

Annotation. Articles analyze the transient characteristics of a sixth order systems: with six-time solution of the characteristic equation [1]; with five-time solution and one-time solutions of the characteristic equation [2]; with four-time solution and double solution of the characteristic equation [3]; with four-time solution and two one-time solutions of the characteristic equation [4]. This article analyzes the transient characteristics of a sixth order system with two triple solutions of the characteristic equation.

Transitional characteristics of sixth order systems with two triple solutions of the characteristic equation with a zero degree polynomial and a first degree polynomial in numerator of transfer function are found.

Keywords: transition characteristic, sixth order characteristic equation system, the solution of the characteristic equation.

Передаточная функция системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{60}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1)^3},$$

где T_1 , и T_2 – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции шестого порядка. При этом $T_1 > T_2$.

Корни характеристического уравнения системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения:

$$p_{1 \div 3} = -\frac{1}{T_1},$$

$$p_{4 \div 6} = -\frac{1}{T_2}.$$

Переходная характеристика системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения и её первых пяти производных соответственно равны:

$$h_{60}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_4 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_5 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_6 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_4}{T_2} + K_5\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(-\frac{K_5}{T_2} + 2K_6\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_6}{T_2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}};$$

$$h_{60}^{(2)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^2} - 4 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_4}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_5}{T_2} + 2K_6\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(\frac{K_5}{T_2^2} - 4 \cdot \frac{K_6}{T_2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_6}{T_2^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}};$$

$$h_{60}^{(3)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^3} + 6 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_4}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_5}{T_2^2} - 6 \cdot \frac{K_6}{T_2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(-\frac{K_5}{T_2^3} + 6 \cdot \frac{K_6}{T_2^2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_6}{T_2^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}};$$

$$h_{60}^{(4)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^4} - 8 \cdot \frac{K_3}{T_1^3}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^4} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_4}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_5}{T_2^3} + 12 \cdot \frac{K_6}{T_2^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(\frac{K_5}{T_2^4} - 8 \cdot \frac{K_6}{T_2^3}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_6}{T_2^4} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}};$$

$$h_{60}^{(5)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^5} + 10 \cdot \frac{K_3}{T_1^4}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1^5} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_4}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_5}{T_2^4} - 20 \cdot \frac{K_6}{T_2^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(-\frac{K_5}{T_2^5} + 10 \cdot \frac{K_6}{T_2^4}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_6}{T_2^5} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Так как начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = 0; h_{60}^{(1)}(0) = 0; h_{60}^{(2)}(0) = 0; h_{60}^{(3)}(0) = 0; h_{60}^{(4)}(0) = 0; h_{60}^{(5)}(0) = 0; h_{60}(\infty) = 1,$$

а начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = K_1 + K_4 + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} + K_5;$$

$$h_{60}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_5}{T_2} + 2K_6;$$

$$h_{60}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_5}{T_2^2} - 6 \cdot \frac{K_6}{T_2};$$

$$h_{60}^{(4)}(0) = \frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} + \frac{K_4}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_5}{T_2^3} + 12 \cdot \frac{K_6}{T_2^2};$$

$$h_{60}^{(5)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} - \frac{K_4}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_5}{T_2^4} - 20 \cdot \frac{K_6}{T_2^3};$$

$$h_{60}(\infty) = K_7,$$

то справедлива зависимость:

$$K_7 = 1.$$

При этом справедлива система уравнений:

$$K_1 + K_4 + 1 = 0; \quad (1)$$

$$-\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} + K_5 = 0; \quad (2)$$

$$\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_5}{T_2} + 2K_6 = 0; \quad (3)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_5}{T_2^2} - 6 \cdot \frac{K_6}{T_2} = 0; \quad (4)$$

$$\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} + \frac{K_4}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_5}{T_2^3} + 12 \cdot \frac{K_6}{T_2^2} = 0; \quad (5)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} - \frac{K_4}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_5}{T_2^4} - 20 \cdot \frac{K_6}{T_2^3} = 0. \quad (6)$$

Из уравнения (2) следует, что:

$$K_2 = \frac{K_1}{T_1} + \frac{K_4}{T_2} - K_5. \quad (7)$$

Из уравнений (3) и (7) следует, что:

$$2K_3 = \frac{K_1}{T_1^2} - \frac{T_1 - 2T_2}{T_1} \cdot \frac{K_4}{T_2^2} + 2 \cdot \frac{T_1 - 2T_2}{T_1} \cdot \frac{K_5}{T_2} - 2K_6. \quad (8)$$

Из уравнений (4), (7) и (8) следует, что:

$$2K_6 = -\frac{1}{3} \cdot \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \frac{K_1}{T_1^2} - \frac{1}{3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \frac{K_4}{T_2^2} + \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot \frac{K_5}{T_2}. \quad (9)$$

Из уравнений (5), (7), (8), и (9) следует, что:

$$K_5 = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_2^2 \cdot (2T_1 - T_2)}{(T_1 - T_2)^3} \cdot \frac{K_1}{T_1} + \frac{1}{2} \cdot \frac{T_1^3 - 4T_1^2T_2 + 6T_1T_2^2 - 2T_2^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot \frac{K_4}{T_2}. \quad (10)$$

Из уравнений (6), (7), (8), (9) и (10) следует, что:

$$K_1 = -\frac{T_1^3}{T_2^3} \cdot \frac{T_1^2 - 5T_1T_2 + 10T_2^2}{10T_1^2 - 5T_1T_2 + T_2^2} \cdot K_4. \quad (11)$$

Из уравнений (1), (7), (8), (9), (10) и (11) следует, что:

$$K_4 = \frac{10T_1^2 - 5T_1T_2 + T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot T_2^3;$$

$$K_1 = -\frac{T_1^2 - 5T_1T_2 + 10T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot T_1^3;$$

$$K_2 = -\frac{T_1 - 4T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1^2;$$

$$K_3 = -\frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^3};$$

$$K_5 = \frac{4T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_2^2;$$

$$K_6 = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_2}{(T_1 - T_2)^3}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned} h_{60}(t) &= -\frac{T_1^2 - 5T_1T_2 + 10T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot T_1^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - 4T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1^2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ &- \frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{10T_1^2 - 5T_1T_2 + T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot T_2^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\ &+ \frac{4T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_2^2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1; \\ h_{60}^{(1)}(t) &= \frac{6T_1^2T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{3T_1T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ &- \frac{6T_1^2T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{3T_1T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}. \end{aligned}$$

Передаточная функция системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции имеет вид:

$$W_{61}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1)^3},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции шестого порядка.

Переходная характеристика системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции принимает вид:

$$\begin{aligned} h_{61}(t) &= \left[-\frac{T_1^2 - 5T_1T_2 + 10T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot T_1^3 + \frac{6T_1^2T_2^2\tau}{(T_1 - T_2)^5} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ &- \left[\frac{T_1 - 4T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1^2 + \frac{3T_1T_2\tau}{(T_1 - T_2)^4} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[-\frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^3} + \right. \\ &+ \left. \frac{1}{2} \cdot \frac{\tau}{(T_1 - T_2)^3} \right] \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[\frac{10T_1^2 - 5T_1T_2 + T_2^2}{(T_1 - T_2)^5} \cdot T_2^3 - \frac{6T_1^2T_2^2\tau}{(T_1 - T_2)^5} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\ &+ \left[\frac{4T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_2^2 - \frac{3T_1T_2\tau}{(T_1 - T_2)^4} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left[\frac{1}{2} \cdot \frac{T_2}{(T_1 - T_2)^3} - \frac{1}{2} \cdot \frac{\tau}{(T_1 - T_2)^3} \right] \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1. \end{aligned}$$

Если $\tau = T_1$, то:

$$\begin{aligned} h_{61}(t) &= -\frac{T_1 - 4T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ &- \frac{6T_1^2 - T_1T_2 + T_2^2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_2^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{3T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1. \end{aligned}$$

Предположим $T_1 = \frac{2}{9}T$, а $T_2 = \frac{1}{9}T$,

при $\tau = 0$:

$$h_{61}(t) = -32 \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} + 72 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} - 81 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} + 31 \cdot e^{-9\frac{t}{T}} +$$

$$+ 63 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + \frac{81}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + 1,$$

при $\tau = T_1$:

$$h_{61}(t) = 16 \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} - 36 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} - 17 \cdot e^{-9\frac{t}{T}} - 45 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} -$$

$$- \frac{81}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + 1,$$

при $\tau = 2T_1$:

$$h_{61}(t) = 64 \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} - 144 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} + 81 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{9t}{2T}} - 65 \cdot e^{-9\frac{t}{T}} -$$

$$- 153 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} - \frac{243}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + 1.$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 1 в относительных единицах.

Вывод

Получены переходные характеристики систем шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции. Переходная характеристика системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции не имеет перерегулирования, если постоянная времени числителя меньше или равна большей по величине постоянной времени знаменателя.

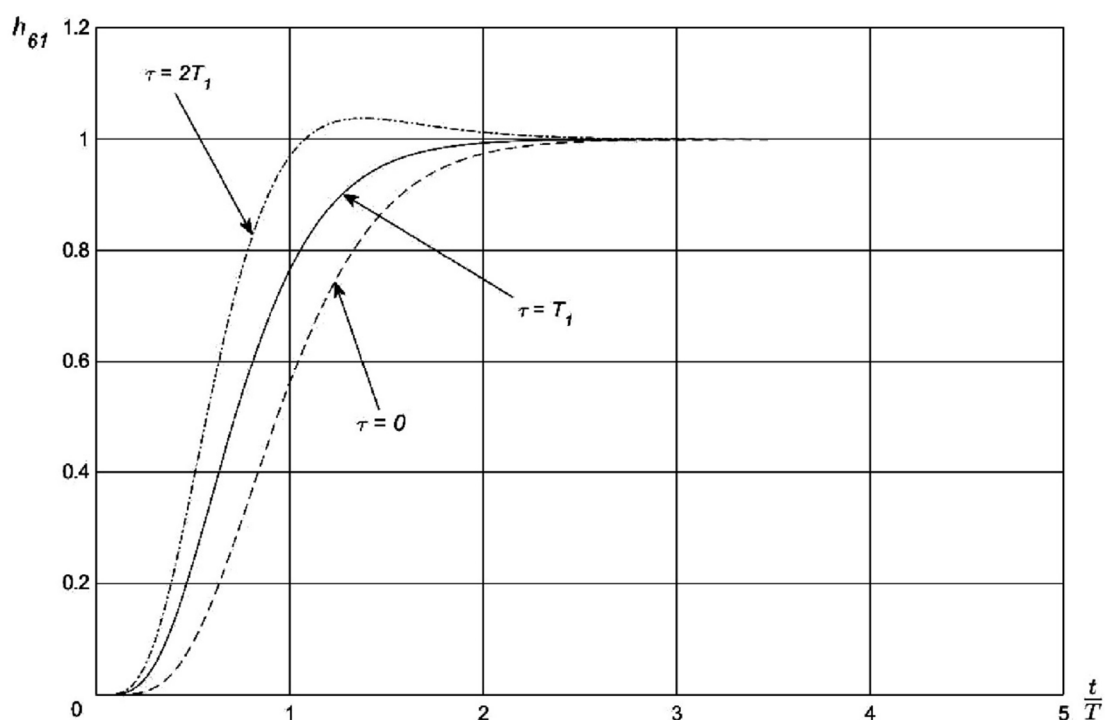


Рисунок 1 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Литература

1. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 430–437.
2. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 234–239.
3. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 240–247.
4. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 248–254.

References

1. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D., The analysis of transitional features of the system of the sixth order with multiple roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1 – P. 430–437.
2. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with five-time solution and one-time solution of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 234–240.
3. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with four-time solution and double solution of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 241–247.
4. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with four-time solution and two one-time solutions of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 248–254.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
СИСТЕМЫ ШЕСТОГО ПОРЯДКА С ОДНИМ КОРНЕМ КРАТНОСТЬЮ ТРИ,
С ОДНИМ КОРНЕМ КРАТНОСТЬЮ ДВА И С ОДНИМ КОРНЕМ
КРАТНОСТЬЮ ОДИН ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**THE ANALYSIS OF TRANSIENT CHARACTERISTICS OF A SIXTH ORDER
SYSTEM WITH TRIPLE SOLUTION, DOUBLE SOLUTION
AND ONE-TIME SOLUTION OF THE CHARACTERISTIC EQUATION**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлин Алексей Георгиевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Печёнкин Олег Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
pchn257@mail.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ переходных характеристик систем шестого порядка: с одним корнем кратности шесть характеристического уравнения [1]; с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения [2]; с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения [3]; с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один [4]. В данной статье анализируются переходные характеристики системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения.

Найдены переходные характеристики систем шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы шестого 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

Murlin Aleksey Georgievich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department
of information systems and programming,
Kuban state technological university

Pechonkin Oleg Andreevich

Student,
Kuban state technological university
pchn257@mail.ru

Annotation. Articles analyze the transient characteristics of a sixth order systems: with six-time solution of the characteristic equation [1]; with five-time solution and one-time solutions of the characteristic equation [2]; with four-time solution and double solution of the characteristic equation [3]; with four-time solution and two one-time solutions of the characteristic equation [4]. This article analyzes the transient characteristics of a sixth order system with two triple solutions of the characteristic equation.

Transitional characteristics of sixth order systems with triple solution, double solution and one-time solution of the characteristic equation with a zero degree polynomial and a first degree polynomial in numerator of transfer function are found.

Keywords: transition characteristic, sixth order characteristic equation system, the solution of the characteristic equation.

Передаточная функция системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{60}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1)^2 \cdot (T_3 p + 1)},$$

где T_1 , T_2 и T_3 – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции шестого порядка.

Корни характеристического уравнения системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения:

$$p_{1\div 3} = -\frac{1}{T_1},$$

$$p_{4\div 5} = -\frac{1}{T_2},$$

$$p_6 = -\frac{1}{T_3}.$$

Переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения и её первых пяти производных соответственно равны:

$$h_{60}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_4 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_5 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_6 \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_4}{T_2} + K_5\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_5}{T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_6}{T_3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(2)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^2} - 4 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_4}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_5}{T_2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_5}{T_2^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_6}{T_3^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(3)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^3} + 6 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_4}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_5}{T_2^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_5}{T_2^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_6}{T_3^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(4)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^4} - 8 \cdot \frac{K_3}{T_1^3}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^4} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_4}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_5}{T_2^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_5}{T_2^4} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_6}{T_3^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(5)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^5} + 10 \cdot \frac{K_3}{T_1^4}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1^5} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_4}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_5}{T_2^4}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_5}{T_2^5} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_6}{T_3^5} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}.$$

Так как начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = 0; h_{60}^{(1)}(0) = 0; h_{60}^{(2)}(0) = 0; h_{60}^{(3)}(0) = 0; h_{60}^{(4)}(0) = 0; h_{60}^{(5)}(0) = 0; h_{60}(\infty) = 1,$$

а начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = K_1 + K_4 + K_6 + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} + K_5 - \frac{K_6}{T_3};$$

$$h_{60}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_5}{T_2} + \frac{K_6}{T_3^2};$$

$$h_{60}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_5}{T_2^2} - \frac{K_6}{T_3^3};$$

$$h_{60}^{(4)}(0) = \frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} + \frac{K_4}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_5}{T_2^3} + \frac{K_6}{T_3^4};$$

$$h_{60}^{(5)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} - \frac{K_4}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_5}{T_2^4} - \frac{K_6}{T_3^5};$$

$$h_{60}(\infty) = K_7,$$

то справедлива зависимость:

$$K_7 = 1.$$

При этом справедлива система уравнений:

$$K_1 + K_4 + K_6 + 1 = 0; \quad (1)$$

$$-\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} + K_5 - \frac{K_6}{T_3} = 0; \quad (2)$$

$$\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_5}{T_2} + \frac{K_6}{T_3^2} = 0; \quad (3)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_5}{T_2^2} - \frac{K_6}{T_3^3} = 0; \quad (4)$$

$$\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} + \frac{K_4}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_5}{T_2^3} + \frac{K_6}{T_3^4} = 0; \quad (5)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} - \frac{K_4}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_5}{T_2^4} - \frac{K_6}{T_3^5} = 0. \quad (6)$$

Из уравнения (2) следует, что:

$$K_2 = \frac{K_1}{T_1} + \frac{K_4}{T_2} - K_5 + \frac{K_6}{T_3}. \quad (7)$$

Из уравнений (3) и (7) следует, что:

$$2K_3 = \frac{K_1}{T_1^2} - \frac{T_1 - 2T_2}{T_1} \cdot \frac{K_4}{T_2^2} + 2 \cdot \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot \frac{K_5}{T_2} - \frac{T_1 - 2T_3}{T_1} \cdot \frac{K_6}{T_3^2}. \quad (8)$$

Из уравнений (4), (7) и (8) следует, что:

$$K_1 = -\frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{T_2^2} \cdot K_4 + 3T_1 \cdot \frac{T_1^2 - 2T_1T_2 + T_2^2}{T_2^2} \cdot K_5 - \frac{T_1}{T_3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1T_3 + 3T_3^2}{T_3^2} \cdot K_6. \quad (9)$$

Из уравнений (5), (7), (8), и (9) следует, что:

$$K_4 = T_2 \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_1 - T_2} \cdot K_5 - \frac{T_2^4}{T_3^4} \cdot \frac{(T_1 - T_3)^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot K_6. \quad (10)$$

Из уравнений (6), (7), (8), (9) и (10) следует, что:

$$K_5 = \frac{T_2^3}{T_3^3} \cdot \frac{(T_1 - T_3)^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot \frac{T_2 - T_3}{T_3} \cdot \frac{K_6}{T_3}. \quad (11)$$

Из уравнений (1), (7), (8), (9), (10) и (11) следует, что:

$$K_6 = \frac{T_3^5}{(T_1 - T_3)^3(T_2 - T_3)^2};$$

$$\begin{aligned}
 K_5 &= \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)}; \\
 K_4 &= \frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} - \frac{T_2^4 T_3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2}; \\
 K_3 &= -\frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)}; \\
 K_2 &= -\frac{T_1 T_2 \cdot (T_1 - 3T_2)}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} + \frac{T_2 T_3 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \\
 &\quad - \frac{T_3^2 \cdot (T_1 - 2T_3)}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2}; \\
 K_1 &= -\frac{T_1 T_2 \cdot (T_1^2 - 3T_1 T_2 + 3T_2^2)}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} + 3 \cdot \frac{T_1 T_2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)} + \\
 &\quad + \frac{T_1 T_2 T_3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1 T_2 + 3T_2^2}{(T_2 - T_3)^2} - \frac{T_1 T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1 T_3 + 3T_3^2}{(T_2 - T_3)^2}.
 \end{aligned}$$

Таким образом, переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned}
 h_{60}(t) &= \left[-\frac{T_1 T_2 \cdot (T_1^2 - 3T_1 T_2 + 3T_2^2)}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} + 3 \cdot \frac{T_1 T_2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{T_1 T_2 T_3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1 T_2 + 3T_2^2}{(T_2 - T_3)^2} - \frac{T_1 T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} \cdot \frac{T_1^2 - T_1 T_3 + 3T_3^2}{(T_2 - T_3)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \left[-\frac{T_1 T_2 \cdot (T_1 - 3T_2)}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} + \frac{T_2 T_3 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_3^2 \cdot (T_1 - 2T_3)}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \left[\frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} - \frac{T_2^4 T_3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\
 &\quad + \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{T_3^5}{(T_1 - T_3)^3 (T_2 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1; \\
 h_{60}^{(1)}(t) &= \left[\frac{3T_2 \cdot (T_1^3 - 3T_1^2 T_2 + 4T_1 T_2^2 - T_2^3)}{(T_1 - T_2)^4 \cdot (T_2 - T_3)} - \frac{3T_2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_2^3 T_3}{(T_1 - T_2)^3 (T_2 - T_3)^2} + \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^3 (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \left[\frac{T_2 \cdot (T_1 - 3T_2)}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} - \frac{T_2 T_3 \cdot (T_1 - 2T_2)}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{T_3^2 \cdot (T_1 - 2T_3)}{T_1 \cdot (T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[-\frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}. \right.
 \end{aligned}$$

Передаточная функция системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции имеет вид:

$$W_{61}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1)^2 \cdot (T_3 p + 1)},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции шестого порядка.

Переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции принимает вид:

$$\begin{aligned} h_{61}(t) = & \left[-\frac{T_1 T_2 \cdot (T_1^2 - 3T_1 T_2 + 3T_2^2)}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} + 3 \cdot \frac{T_1 T_2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)} + \right. \\ & + \frac{T_1 T_2 T_3}{(T_1 - T_3)^3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1 T_2 + 3T_2^2}{(T_1 - T_3)^2} - \frac{T_1 T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1 T_3 + 3T_3^2}{(T_2 - T_3)^2} + \\ & + \frac{3T_2 \cdot (T_1^3 - 3T_1^2 T_2 + 4T_1 T_2^2 - T_2^3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^4 \cdot (T_2 - T_3)} - 3 \cdot \frac{T_2 \tau}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)} - \\ & \left. - \frac{T_2^3 T_3 \tau}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} + \frac{T_3^4 \tau}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ & + \left[-\frac{T_1 T_2 \cdot (T_1 - 3T_2)}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} + \frac{T_2 T_3 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \frac{T_3^2 \cdot (T_1 - 2T_3)}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} + \right. \\ & + \frac{T_2 \cdot (T_1 - 3T_2) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} - \frac{T_2 T_3 \cdot (T_1 - 2T_2) \cdot \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} + \\ & \left. + \frac{T_3^2 \cdot (T_1 - 2T_3) \cdot \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \frac{T_1 \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ & + \left[-\frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} \right] \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ & + \left[\frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} - \frac{T_2^4 T_3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \frac{T_2^3 \tau}{(T_1 - T_2)^4} \cdot \frac{4T_1 - T_2}{T_2 - T_3} + \right. \\ & + \left. \frac{T_2^4 \tau}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left[\frac{T_3^3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} - \frac{T_2^2 \tau}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} \\ & + \left[\frac{T_3^5}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} - \right. \\ & \left. - \frac{T_3^4 \tau}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1. \end{aligned}$$

Для системы возможно три варианта.

Вариант первый справедлив для системы, если выполняются условия $T_1 > T_2$, $T_1 > T_3$.

При этом, если $\tau = T_1$, то:

$$\begin{aligned} h_{61}(t) = & -\frac{T_1^2 - 3T_1 T_2 - 2T_1 T_3 + 4T_2 T_3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ & - \frac{T_1^2}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^2 - 3T_1 T_2 - 2T_2 T_3 + 4T_1 T_3}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot T_2^3 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \\ & - \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1. \end{aligned}$$

Предположим $T_1 = 0,2 T$, $T_2 = 0,15 T$, а $T_3 = 0,1 T$,
при $\tau = 0$:

$$h_{61}(t) = -896 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 960 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - 400 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 891 \cdot e^{-\frac{20}{3}\frac{t}{T}} +$$

$$+ 540 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{20}{3}\frac{t}{T}} + 4 \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1,$$

при $\tau = T_1$:

$$h_{61}(t) = 192 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - 160 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - 189 \cdot e^{-\frac{20}{3}\frac{t}{T}} - 180 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{20}{3}\frac{t}{T}} -$$

$$- 4 \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1,$$

при $\tau = 2T_1$:

$$h_{61}(t) = 1280 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - 1280 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 400 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - 1269 \cdot e^{-\frac{20}{3}\frac{t}{T}} -$$

$$- 900 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{20}{3}\frac{t}{T}} - 12 \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 1 в относительных единицах.

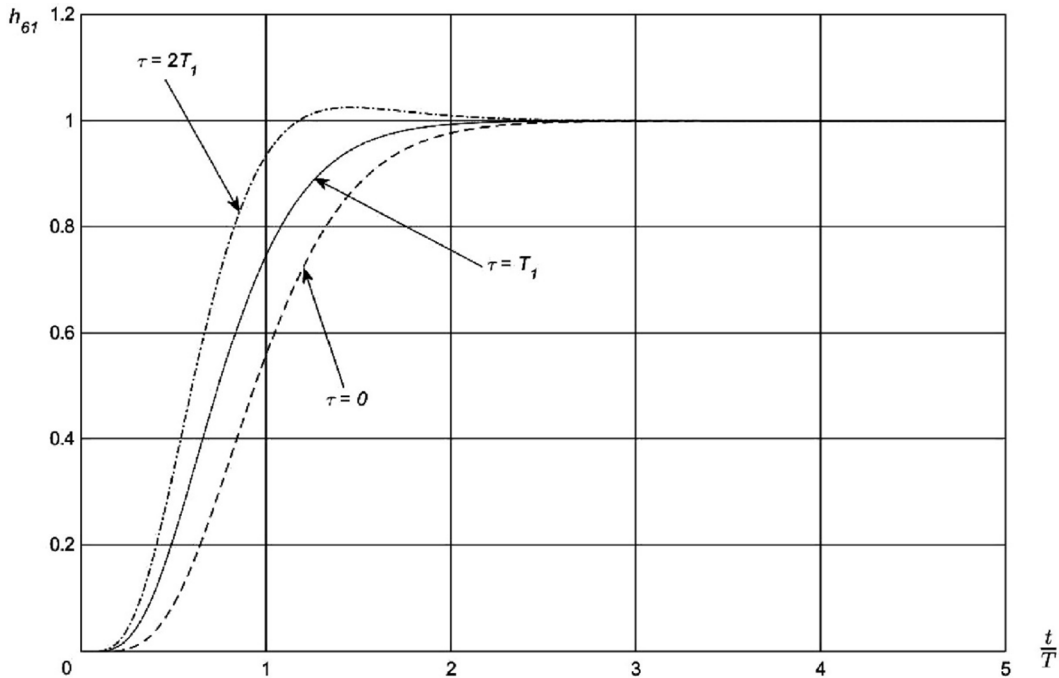


Рисунок 1 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Вариант второй справедлив для системы, если выполняются условия $T_2 > T_1$,
 $T_2 > T_3$.

При этом, если $\tau = T_2$, то:

$$h_{61}(t) = -\frac{T_1^2}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_1 - T_3)^3} [T_1^4 - 3T_1^3 \cdot (T_2 + T_3) +$$

$$+ 3T_1^2 \cdot (T_2^2 + 3T_2T_3 + T_3^2) - 8T_1T_2T_3 \cdot (T_2 + T_3) + 6T_2^2T_3^2] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} -$$

$$- \frac{T_1^2 - 2T_1(T_1 + T_2) + 3T_2T_3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$- \frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.$$

Предположим $T_1 = 0,16 T$, $T_2 = 0,2 T$, а $T_3 = 0,12 T$,
при $\tau = 0$:

$$h_{61}(t) = -3968 \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - 3200 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - 1250 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + \\ + \frac{15625}{4} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} - \frac{3125}{2} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} + \frac{243}{4} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 1,$$

при $\tau = T_2$:

$$h_{61}(t) = 352 \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + 300 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + \frac{625}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - \frac{625}{2} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} - \\ - \frac{81}{2} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 1,$$

при $\tau = 2T_2$:

$$h_{61}(t) = 4672 \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + 3800 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + 1875 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - \\ - \frac{18125}{4} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} + \frac{3125}{2} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} - \frac{567}{4} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 1.$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 2 в относительных единицах.

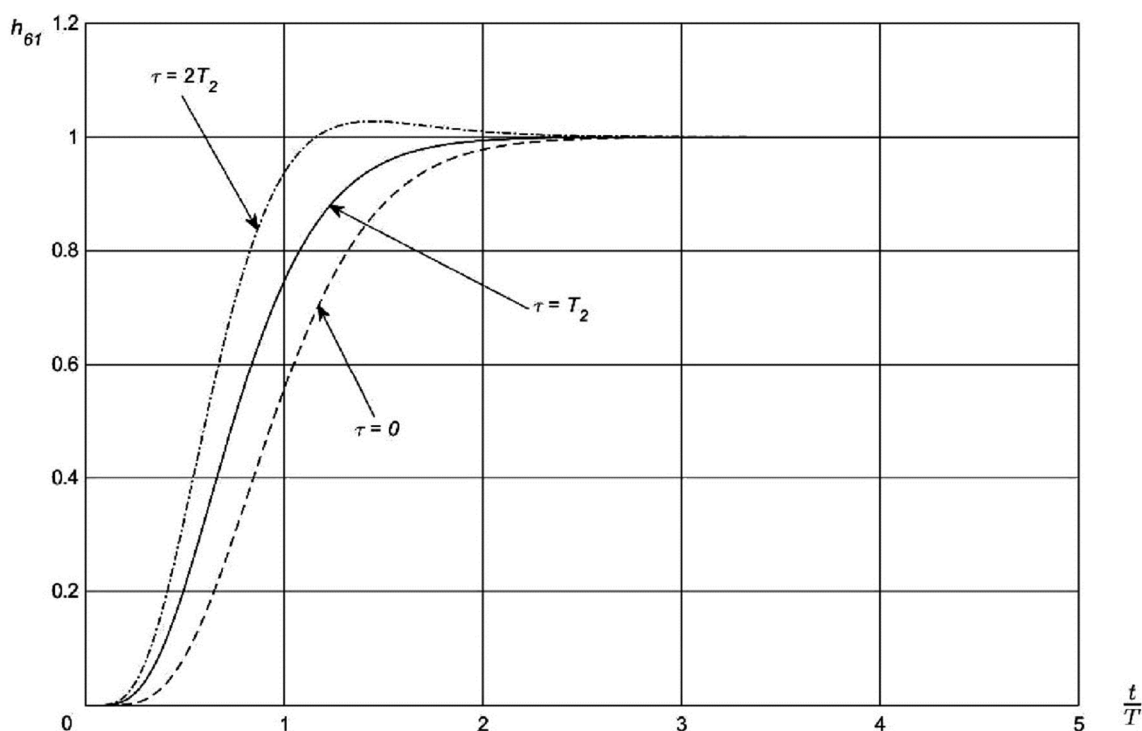


Рисунок 2 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Вариант третий справедлив для системы, если выполняются условия $T_3 > T_1$,
 $T_3 > T_2$.

При этом, если $\tau = T_3$, то:

$$h_{61}(t) = -\frac{T_1^2 - 4T_1T_2 + 6T_2^2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot T_1^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - 3T_2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot T_1 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ - \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2)^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{4T_1 - T_2}{(T_1 - T_2)^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Предположим $T_1 = 0,12 T$, $T_2 = 0,2 T$, а $T_3 = 0,24 T$,
при $\tau = 0$:

$$h_{61}(t) = \frac{1467}{16} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 150 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + \frac{625}{8} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} +$$

$$+ \frac{3125}{16} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} + \frac{3125}{8} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} - 288 \cdot e^{-\frac{25t}{6T}} + 1,$$

при $\tau = T_3$:

$$h_{61}(t) = -\frac{891}{16} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} - \frac{225}{2} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} - \frac{625}{8} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} +$$

$$+ \frac{875}{16} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} - \frac{625}{8} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} + 1,$$

при $\tau = 2T_3$:

$$h_{61}(t) = -\frac{3249}{16} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} - 375 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} - \frac{1875}{8} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} -$$

$$- \frac{1375}{16} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} - \frac{4375}{8} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{5t}{T}} + 288 \cdot e^{-\frac{25t}{6T}} + 1.$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 3 в относительных единицах.

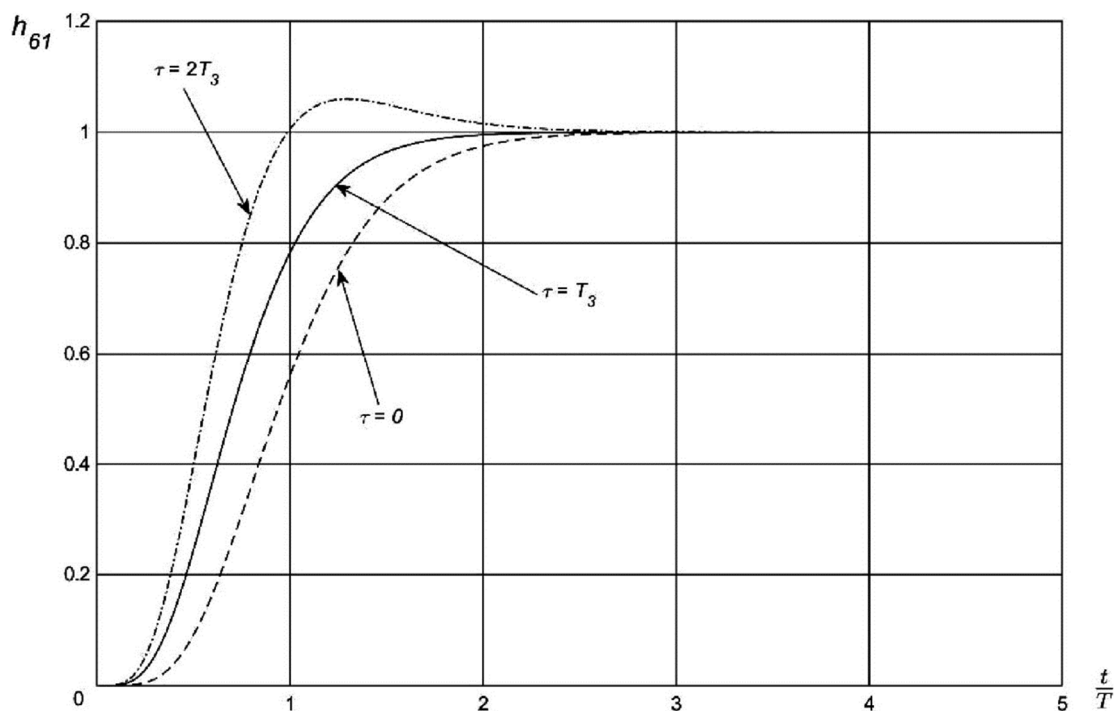


Рисунок 3 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Вывод

Получены переходные характеристики систем шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции. Переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции не имеет перерегулирования, если постоянная времени числителя меньше или равна большей по величине постоянной времени знаменателя.

Литература

1. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 430–437.
2. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 234–239.
3. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 240–247.
4. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 248–254.

References

1. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D., The analysis of transitional features of the system of the sixth order with multiple roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1 – P. 430–437.
2. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with five-time solution and one-time solution of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 234–240.
3. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with four-time solution and double solution of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 241–247.
4. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with four-time solution and two one-time solutions of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 248–254.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ
ШЕСТОГО ПОРЯДКА С ОДНИМ КОРНЕМ КРАТНОСТЬЮ ТРИ
И С ТРЕМЯ КОРНЯМИ КРАТНОСТЬЮ ОДИН
ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**THE ANALYSIS OF TRANSIENT CHARACTERISTICS
OF A SIXTH ORDER SYSTEM WITH TRIPLE SOLUTION
AND THREE ONE-TIME SOLUTIONS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Мурлин Алексей Георгиевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры информационных систем
и программирования,
Кубанский государственный
технологический университет

Печёнкин Олег Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
pchn257@mail.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ переходных характеристик систем шестого порядка: с одним корнем кратности шесть характеристического уравнения [1]; с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения [2]; с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения [3]; с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один [4]. В данной статье анализируются переходные характеристики системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения.

Найдены переходные характеристики систем шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы шестого 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

Murlin Aleksey Georgievich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department
of information systems and programming,
Kuban state technological university

Pechonkin Oleg Andreevich

Student,
Kuban state technological university
pchn257@mail.ru

Annotation. Articles analyze the transient characteristics of a sixth order systems: with six-time solution of the characteristic equation [1]; with five-time solution and one-time solutions of the characteristic equation [2]; with four-time solution and double solution of the characteristic equation [3]; with four-time solution and two one-time solutions of the characteristic equation [4]. This article analyzes the transient characteristics of a sixth order system with two triple solutions of the characteristic equation.

Transitional characteristics of sixth order systems with triple solution and three one-time solutions of the characteristic equation with a zero degree polynomial and a first degree polynomial in numerator of transfer function are found.

Keywords: transition characteristic, sixth order characteristic equation system, the solution of the characteristic equation.

Передаточная функция системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{60}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1) \cdot (T_3 p + 1) \cdot (T_4 p + 1)},$$

где T_1, T_2, T_3 и T_4 – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции шестого порядка.

Корни характеристического уравнения системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения:

$$p_{1\div 3} = -\frac{1}{T_1},$$

$$p_4 = -\frac{1}{T_2},$$

$$p_5 = -\frac{1}{T_3},$$

$$p_6 = -\frac{1}{T_4}.$$

Переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения и её первых пяти производных соответственно равны:

$$h_{60}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_4 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_5 \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + K_6 \cdot e^{-\frac{t}{T_4}} + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_5}{T_3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{K_6}{T_4} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}};$$

$$h_{60}^{(2)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^2} - 4 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^2} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_4}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_5}{T_3^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \frac{K_6}{T_4^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}};$$

$$h_{60}^{(3)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^3} + 6 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1^3} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_2^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_5}{T_3^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{K_6}{T_4^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}};$$

$$h_{60}^{(4)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_2}{T_1^4} - 8 \cdot \frac{K_3}{T_1^3}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_1^4} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_4}{T_2^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_5}{T_3^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \frac{K_6}{T_4^4} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}};$$

$$h_{60}^{(5)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_2}{T_1^5} + 10 \cdot \frac{K_3}{T_1^4}\right) \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_1^5} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_4}{T_2^5} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_5}{T_3^5} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{K_6}{T_4^5} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}}.$$

Так как начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = 0; h_{60}^{(1)}(0) = 0; h_{60}^{(2)}(0) = 0; h_{60}^{(3)}(0) = 0; h_{60}^{(4)}(0) = 0; h_{60}^{(5)}(0) = 0; h_{60}(\infty) = 1,$$

а начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = K_1 + K_4 + K_5 + K_6 + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} - \frac{K_5}{T_3} - \frac{K_6}{T_4};$$

$$h_{60}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} + \frac{K_5}{T_3^2} + \frac{K_6}{T_4^2};$$

$$h_{60}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} - \frac{K_5}{T_3^3} - \frac{K_6}{T_4^3};$$

$$h_{60}^{(4)}(0) = \frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} + \frac{K_4}{T_2^4} + \frac{K_5}{T_3^4} + \frac{K_6}{T_4^4};$$

$$h_{60}^{(5)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} - \frac{K_4}{T_2^5} - \frac{K_5}{T_3^5} - \frac{K_6}{T_4^5};$$

$$h_{60}(\infty) = K_7,$$

то справедлива зависимость:

$$K_7 = 1.$$

При этом справедлива система уравнений:

$$K_1 + K_4 + K_5 + K_6 + 1 = 0; \quad (1)$$

$$-\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_4}{T_2} - \frac{K_5}{T_3} - \frac{K_6}{T_4} = 0; \quad (2)$$

$$\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + 2K_3 + \frac{K_4}{T_2^2} + \frac{K_5}{T_3^2} + \frac{K_6}{T_4^2} = 0; \quad (3)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - 6 \cdot \frac{K_3}{T_1} - \frac{K_4}{T_2^3} - \frac{K_5}{T_3^3} - \frac{K_6}{T_4^3} = 0; \quad (4)$$

$$\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + 12 \cdot \frac{K_3}{T_1^2} + \frac{K_4}{T_2^4} + \frac{K_5}{T_3^4} + \frac{K_6}{T_4^4} = 0; \quad (5)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - 20 \cdot \frac{K_3}{T_1^3} - \frac{K_4}{T_2^5} - \frac{K_5}{T_3^5} - \frac{K_6}{T_4^5} = 0. \quad (6)$$

Из уравнения (2) следует, что:

$$K_2 = \frac{K_1}{T_1} + \frac{K_4}{T_2} + \frac{K_5}{T_3} + \frac{K_6}{T_4}. \quad (7)$$

Из уравнений (3) и (7) следует, что:

$$2K_3 = \frac{K_1}{T_1^2} - \frac{T_1 - 2T_2}{T_1} \cdot \frac{K_4}{T_2^2} - \frac{T_1 - 2T_3}{T_1} \cdot \frac{K_5}{T_3^2} - \frac{T_1 - 2T_4}{T_1} \cdot \frac{K_6}{T_4^2}. \quad (8)$$

Из уравнений (4), (7) и (8) следует, что:

$$K_1 = -\frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{T_2^2} \cdot K_4 - \frac{T_1}{T_3} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1T_3 + 3T_3^2}{T_3^2} \cdot K_5 - \frac{T_1}{T_4} \cdot \frac{T_1^2 - 3T_1T_4 + 3T_4^2}{T_4^2} \cdot K_6. \quad (9)$$

Из уравнений (5), (7), (8), и (9) следует, что:

$$K_4 = -\frac{T_2^4}{T_3^4} \cdot \frac{(T_1 - T_3)^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot K_5 - \frac{T_2^4}{T_4^4} \cdot \frac{(T_1 - T_4)^3}{(T_1 - T_2)^3} \cdot K_6. \quad (10)$$

Из уравнений (6), (7), (8), (9) и (10) следует, что:

$$K_6 = -\frac{T_4^5}{T_3^5} \cdot \frac{(T_1 - T_3)^3}{(T_1 - T_4)^3} \cdot \frac{T_2 - T_3}{T_2 - T_4} \cdot K_5. \quad (11)$$

Из уравнений (1), (7), (8), (9), (10) и (11) следует, что:

$$\begin{aligned}
 K_5 &= -\frac{T_3^5}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)}; \\
 K_4 &= \frac{T_2^5}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)}; \\
 K_6 &= \frac{T_4^5}{(T_1 - T_4)^3 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)}; \\
 K_1 &= -\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} + \frac{T_1^2 - 3T_1T_3 + 3T_3^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} - \\
 &\quad - \frac{T_1^2 - 3T_1T_4 + 3T_4^2}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_4^2}{(T_1 - T_4)^3}; \\
 K_2 &= -\frac{T_1 - 2T_2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} + \frac{T_1 - 2T_3}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2} - \\
 &\quad - \frac{T_1 - 2T_4}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4^2}{(T_1 - T_4)^2}; \\
 K_3 &= -\frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)}.
 \end{aligned}$$

Таким образом, переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned}
 h_{60}(t) &= \left[-\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{T_1^2 - 3T_1T_3 + 3T_3^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} - \frac{T_1^2 - 3T_1T_4 + 3T_4^2}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_4^2}{(T_1 - T_4)^3} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \left[-\frac{T_1 - 2T_2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} + \frac{T_1 - 2T_3}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_1 - 2T_4}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4^2}{(T_1 - T_4)^2} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \frac{T_2^5}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_3^5}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \\
 &\quad + \frac{T_4^5}{(T_1 - T_4)^3 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}} + 1; \\
 h_{60}^{(1)}(t) &= \left[\frac{T_2^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_3^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} + \frac{T_4^2}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4^2}{(T_1 - T_4)^3} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 &\quad + \left[\frac{T_1 - 2T_2}{T_1 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_1 - 2T_3}{T_1 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2} + \frac{T_1 - 2T_4}{T_1 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4^2}{(T_1 - T_4)^2} - \right. \\
 &\quad \left. - \frac{T_1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\
 & + \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{T_4^4}{(T_1 - T_4)^3 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}}.
 \end{aligned}$$

Передаточная функция системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции имеет вид:

$$W_{61}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1) \cdot (T_3 p + 1) \cdot (T_4 p + 1)},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции шестого порядка.

Переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции принимает вид:

$$\begin{aligned}
 h_{61}(t) = & \left[-\frac{T_1^2 - 3T_1T_2 + 3T_2^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_2^2}{(T_1 - T_2)^3} + \right. \\
 & + \frac{T_1^2 - 3T_1T_3 + 3T_3^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_3^2}{(T_1 - T_3)^3} - \frac{T_1^2 - 3T_1T_4 + 3T_4^2}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1T_4^2}{(T_1 - T_4)^3} + \\
 & + \frac{T_2^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_2^2\tau}{(T_1 - T_2)^3} - \frac{T_3^2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3^2\tau}{(T_1 - T_3)^3} + \\
 & \left. + \frac{T_4^2}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4^2\tau}{(T_1 - T_4)^3} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 & + \left[-\frac{T_1 - 2T_2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} + \frac{T_1 - 2T_3}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2} - \right. \\
 & - \frac{T_1 - 2T_4}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4^2}{(T_1 - T_4)^2} + \frac{T_2}{T_1} \cdot \frac{T_1 - 2T_2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_2\tau}{(T_1 - T_2)^2} - \\
 & - \frac{T_3}{T_1} \cdot \frac{T_1 - 2T_3}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_3\tau}{(T_1 - T_3)^2} + \frac{T_4}{T_1} \cdot \frac{T_1 - 2T_4}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_4\tau}{(T_1 - T_4)^2} - \\
 & \left. - \frac{T_1\tau}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \right] \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[-\frac{1}{2} \cdot \frac{T_1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} + \right. \\
 & + \frac{1}{2} \cdot \frac{\tau}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \left. \right] \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left[\frac{T_2^5}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} - \right. \\
 & - \frac{T_2^4\tau}{(T_1 - T_2)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \left. \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left[-\frac{T_3^5}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} + \right. \\
 & + \frac{T_3^4\tau}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \left. \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \left[\frac{T_4^5}{(T_1 - T_4)^3 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} - \right. \\
 & \left. - \frac{T_4^4\tau}{(T_1 - T_4)^3 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_4}} + 1.
 \end{aligned}$$

Для системы возможно два варианта.

Вариант первый справедлив для системы, если выполняются условия $T_1 > T_2$, $T_1 > T_3$, $T_1 > T_4$.

При этом, если $\tau = T_1$, то:

$$h_{61}(t) = \left[-\frac{T_1 - 2T_2}{(T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot \frac{T_1 T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} + \frac{T_1 - 2T_3}{(T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1 T_3^2}{(T_1 - T_3)^2} - \frac{T_1 - 2T_4}{(T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot \frac{T_1 T_4^2}{(T_1 - T_4)^2} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1^2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^4}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_2 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{T_4^4}{(T_1 - T_4)^2 \cdot (T_2 - T_4) \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}} + 1.$$

Предположим $T_1 = 0,2 T$, $T_2 = 0,16 T$, $T_3 = 0,14 T$, а $T_4 = 0,1 T$.
Если $\tau = 0$, то:

$$h_{61}(t) = -\frac{28600}{27} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + \frac{9500}{9} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{1250}{3} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + \frac{4096}{3} \cdot e^{-\frac{25}{4}\frac{t}{T}} - \frac{16807}{54} \cdot e^{-\frac{50}{7}\frac{t}{T}} + \frac{25}{6} \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $\tau = T_1$, то:

$$h_{61}(t) = \frac{1900}{9} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{500}{3} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{1024}{3} \cdot e^{-\frac{25}{4}\frac{t}{T}} + \frac{2401}{18} \cdot e^{-\frac{50}{7}\frac{t}{T}} - \frac{25}{6} \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $\tau = 2T_1$, то:

$$h_{61}(t) = \frac{40000}{27} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{12500}{9} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + \frac{1250}{3} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - 2048 \cdot e^{-\frac{25}{4}\frac{t}{T}} + \frac{31213}{54} \cdot e^{-\frac{50}{7}\frac{t}{T}} - \frac{25}{2} \cdot e^{-10\frac{t}{T}} + 1.$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 1 в относительных единицах.

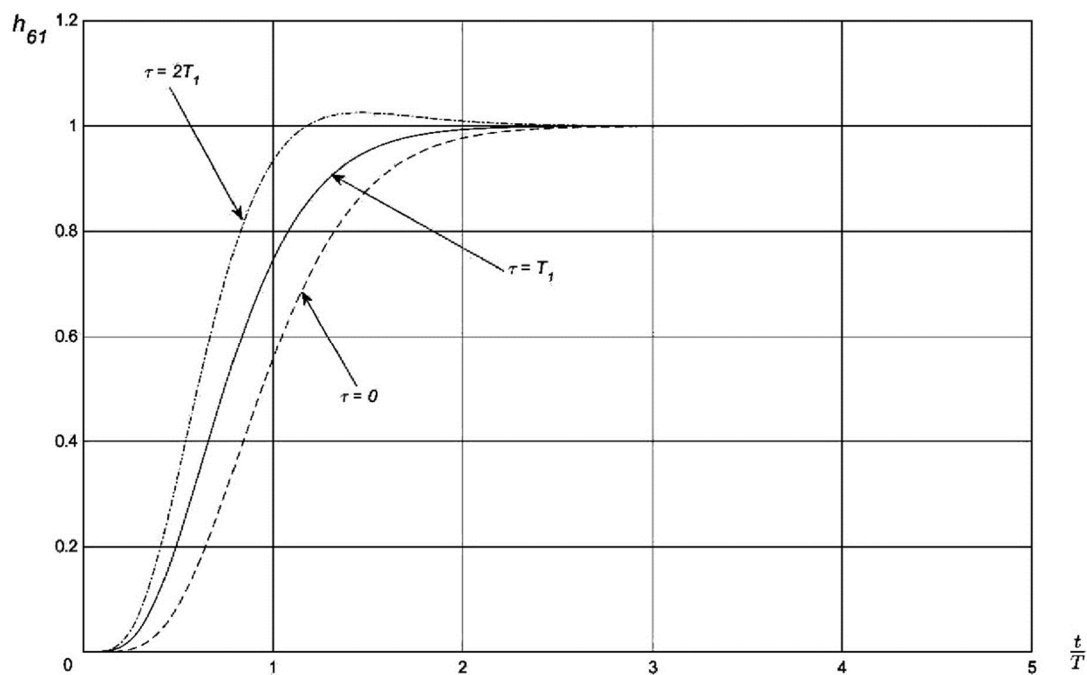


Рисунок 1 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Вариант второй справедлив для системы, если выполняются условия $T_2 > T_1$, $T_2 > T_3$, $T_2 > T_4$.

При этом, если $\tau = T_2$, то:

$$h_{61}(t) = -\frac{T_1^2}{(T_1 - T_3)^3(T_1 - T_4)^3} \cdot [T_1^4 - 3T_1^3 \cdot (T_3 + T_4) + 3T_1^2 \cdot (T_3^2 + 3T_3T_4 + T_4^2) - 8T_1T_3T_4 \cdot (T_3 + T_4) + 6T_3^2T_4^2] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1^2 - 2T_1 \cdot (T_3 + T_4) + 3T_3T_4}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_3 - T_4)^2} \cdot T_1 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{(T_1 - T_3) \cdot (T_1 - T_4)} \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_3^4}{(T_1 - T_3)^3 \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{T_4^4}{(T_1 - T_4)^3 \cdot (T_3 - T_4)} \cdot e^{-\frac{t}{T_4}} + 1.$$

Предположим $T_1 = 0,16 T$, $T_2 = 0,25 T$, $T_3 = 0,15 T$, а $T_4 = 0,12 T$.

Если $\tau = 0$, то:

$$h_{61}(t) = \frac{18454528}{729} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - \frac{819200}{81} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + \frac{20000}{9} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - \frac{1953125}{18954} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - \frac{50625}{2} \cdot e^{-\frac{20t}{3T}} + \frac{1296}{13} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 1.$$

Если $\tau = T_2$, то:

$$h_{61}(t) = -16768 \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + 6800 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - 1250 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + 16875 \cdot e^{-\frac{20t}{3T}} - 108 \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 1.$$

Если $\tau = 2T_2$, то:

$$h_{61}(t) = -\frac{42902272}{729} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + \frac{1920800}{81} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} - \frac{42500}{9} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{25t}{4T}} + \frac{1953125}{18954} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + \frac{118125}{2} \cdot e^{-\frac{20t}{3T}} - \frac{4104}{13} \cdot e^{-\frac{25t}{3T}} + 1.$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 2 в относительных единицах.

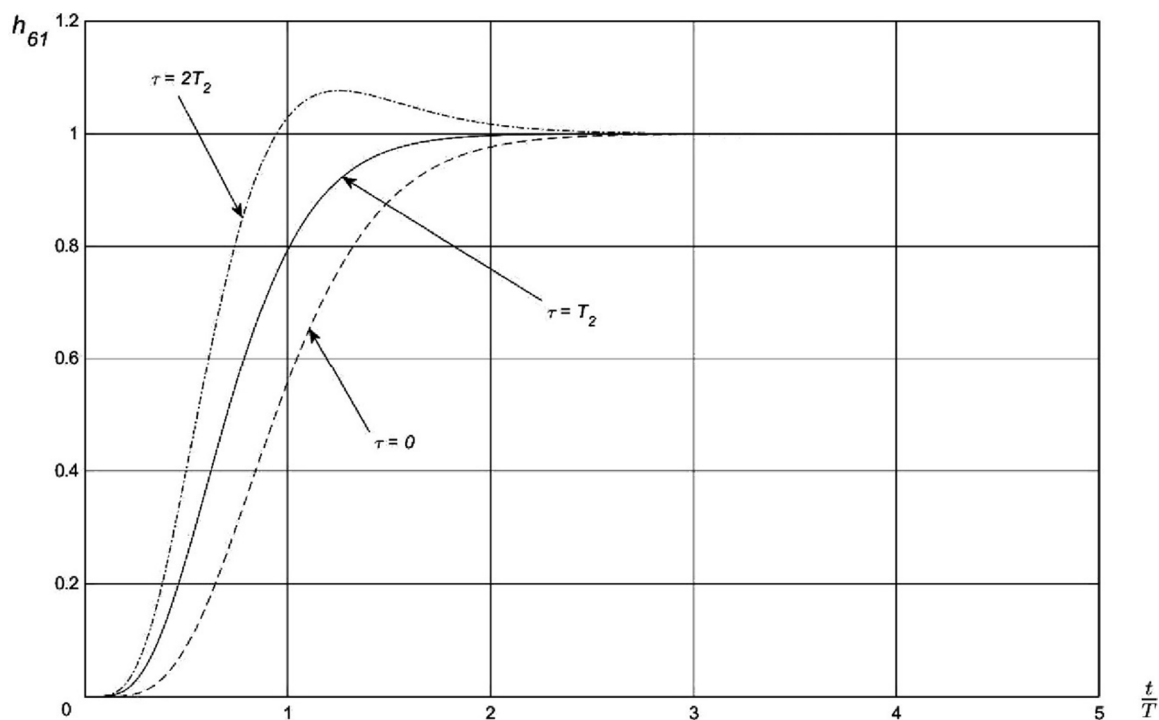


Рисунок 2 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Вывод

Получены переходные характеристики систем шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции. Переходная характеристика системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции не имеет перерегулирования, если постоянная времени числителя меньше или равна большей по величине постоянной времени знаменателя.

Литература

1. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 430–437.
2. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 234–239.
3. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 240–247.
4. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3 – С. 248–254.

References

1. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D., The analysis of transitional features of the system of the sixth order with multiple roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1 – P. 430–437.
2. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with five-time solution and one-time solution of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 234–240.
3. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with four-time solution and double solution of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 241–247.
4. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A., The analysis of transient characteristics of a sixth order system with four-time solution and two one-time solutions of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3 – P. 248–254.

УДК 62

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ТРЕТЬЕГО ПОРЯДКА С ДВУМЯ КРАТНЫМИ КОРНЯМИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ



ANALYSIS OF TRANSITIONAL CHARACTERISTICS OF THE THIRD ORDER SYSTEM WITH REAL NEGATIVE DIFFERENT 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

Асланова Диана Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции.

Доказано, что переходные характеристики систем третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени не имеют перерегулирование при условии: постоянная времени полинома числителя передаточной функции третьего порядка меньше или равна большей постоянной времени знаменателя передаточной функции.

Ключевые слова: переходная характеристика, 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

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

Aslanova Diana Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the fourth-order systems with two multiply and real negative different 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 of third-order with two multiply 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 third 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 second order system, roots of the characteristic equation.

В статье [1] выполнен анализ переходных характеристик систем третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения.

В статье [2] выполнен анализ переходных характеристик систем третьего порядка с действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

В данной работе анализируются переходные характеристики системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения.

Передаточная функция системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{30}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)},$$

где $T_1 \neq T_2$ – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции третьего порядка.

Корни характеристического уравнения системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения:

$$P_{1,2} = -\frac{1}{T_1}; P_3 = -\frac{1}{T_2}.$$

Переходная характеристика системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{30}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_4.$$

Первая и вторая производные переходной характеристики системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения имеют вид:

$$h_{30}^{(1)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}};$$

$$h_{30}^{(2)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_2}{T_1^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Так как начальные и конечные значения системы третьего порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{30}(0) = 0; \\ h_{30}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{30}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{30}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения системы третьего порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{30}(0) = K_1 + K_3 + K_4; \\ h_{30}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2}; \\ h_{30}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2}; \\ h_{30}(\infty) = K_4, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$K_4 = 1;$$

$$\begin{cases} K_1 + K_3 + 1 = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} = 0; \\ \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$K_1 = -\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2};$$

$$K_2 = -\frac{1}{T_1 - T_2};$$

$$K_3 = -\frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$h_{30}(t) = -\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1;$$

$$h_{30}^{(1)}(t) = -\frac{T_2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Передаточная функция системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{31}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_1 p + 1)},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции третьего порядка.

Переходная характеристика системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{31}(t) = -\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2)}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1 -$$

$$-\frac{T_2 \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{\tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2 \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

После преобразования переходная характеристика системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе принимает вид:

$$h_{31}(t) = -\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2) + T_2 \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} -$$

$$-\frac{T_2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Рассмотрим два варианта значения корней переходной характеристики системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе.

Вариант первый: $T_1 > T_2$.

Если $\tau = T_1$, то:

$$h_{31}(t) = -\frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + 1.$$

Вариант второй: $T_1 < T_2$.

Если $\tau = T_2$, то:

$$h_{31}(t) = -e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + 1.$$

Если $h_{31}(t_*) = 1$, то:

$$[T_1^2 \cdot (T_1 - 2T_2) + T_1 T_2 \tau] \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} + (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau) \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} + T_1 T_2 \cdot (T_2 - \tau) \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} = 0;$$

или

$$T_1 [T_1 \cdot (T_1 - 2T_2) + T_2 \tau] \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} + (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - \tau) \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} + T_1 T_2 \cdot (T_2 - \tau) \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} = 0,$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы третьего порядка с 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 третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе получает вид:

$$h_{31}^{(1)}(t) = \frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2) + T_2\tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{T_1 - \tau}{T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}};$$

$$h_{31}^{(1)}(t) = -\frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_1 - \tau}{T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} +$$

$$+ \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}}$ первая производная переходной характеристики равна нулю, то справедливо уравнение:

$$\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_2) + T_2\tau - (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2)}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + \frac{(T_1 - \tau)}{T_1^2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot t_{\text{экстр}} \cdot$$

$$\cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + \frac{(T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^2} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_2}} = 0;$$

$$T_1^2 \cdot (\tau - T_2) \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2) \cdot t_{\text{экстр}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} + T_1^2 \cdot (T_2 - \tau) \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_2}} = 0.$$

В работе принято условие, что:

$$2T_1 + T_2 = T,$$

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 1.

При этом $T_1 = 0,4 T$ и $T_2 = 0,2 T$.

Таблица 1 – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{31}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_1$	$\tau = T$
1	2	3	4
0	0	0	0
0,25	0,044418419	0,215981939	0,473327222
0,5	0,20165301	0,509075405	0,970208998
0,75	0,40140113	0,718467517	1,189917837
1	0,58283706	0,84256795	1,232164284
1,25	0,723463711	0,914056587	1,199945901
1,5	0,823063823	0,953517593	1,149198248
1,75	0,889695295	0,974982177	1,1029125
2	0,932575131	0,986569506	1,06756107
2,25	0,959413158	0,992799881	1,042879966
2,5	0,975865597	0,996142819	1,026558651
2,75	0,98579109	0,997934473	1,016149546
3	0,991703428	0,998894137	1,0096802
3,25	0,995189185	0,999407999	1,005736217

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
3,5	0,997226902	0,999683102	1,003367403
3,75	0,998409651	0,999830371	1,001961451
4	0,999091999	0,999909202	1,001135306
4,25	0,999483606	0,999951399	1,000653087
4,5	0,999707336	0,999973985	1,000373961
4,75	0,999834645	0,999986075	1,00021322
5	0,999906834	0,999992547	1,000121116

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

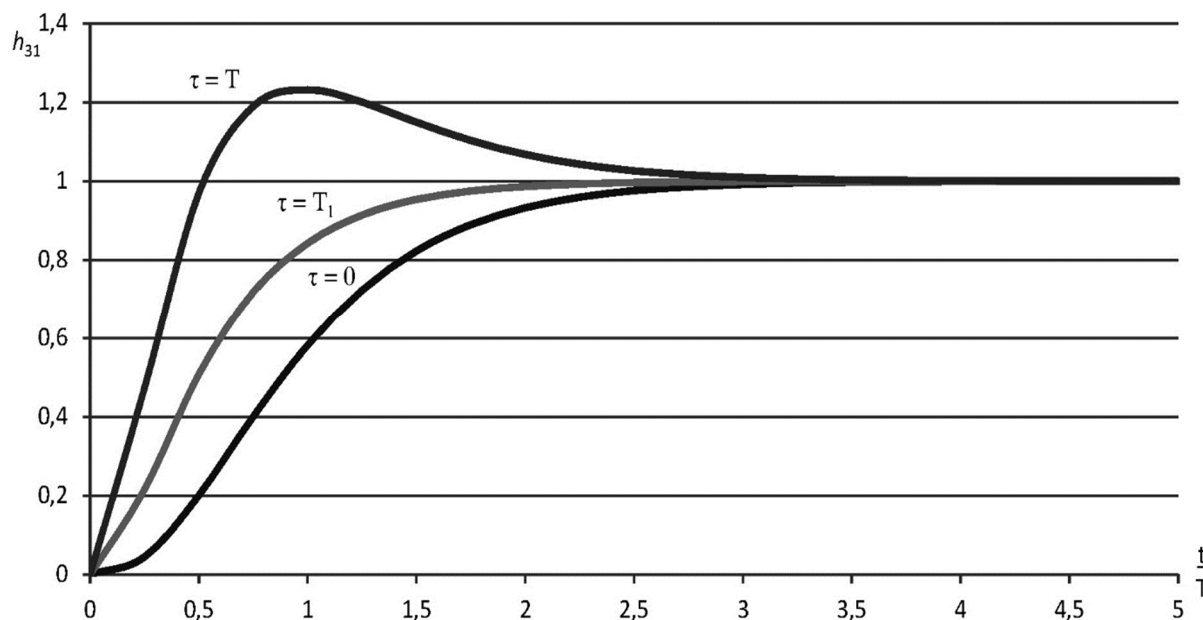


Рисунок 1 – Зависимость h_{31} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

$$T_1 = 0,4 T; T_2 = 0,2 T.$$

Если $\tau = 0,6 T$, то:

$$t_* = 1,1554813T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,5682762T; \quad h_{\text{макс}} = 1,01904115.$$

Если $\tau = 0,7 T$, то:

$$t_* = 0,8546271 T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,2788237 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,057144987.$$

Если $\tau = 0,8 T$, то:

$$t_* = 0,6942174T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,1285757T; \quad h_{\text{макс}} = 1,108412453.$$

Если $\tau = 0,9 T$, то:

$$t_* = 0,5927671 T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,0359716 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,167862602.$$

Если $\tau = T$, то:

$$t_* = 0,5220647 T; \quad t_{\text{экстр}} = 0,9729937 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,232606906.$$

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 $\frac{\tau}{T}$.

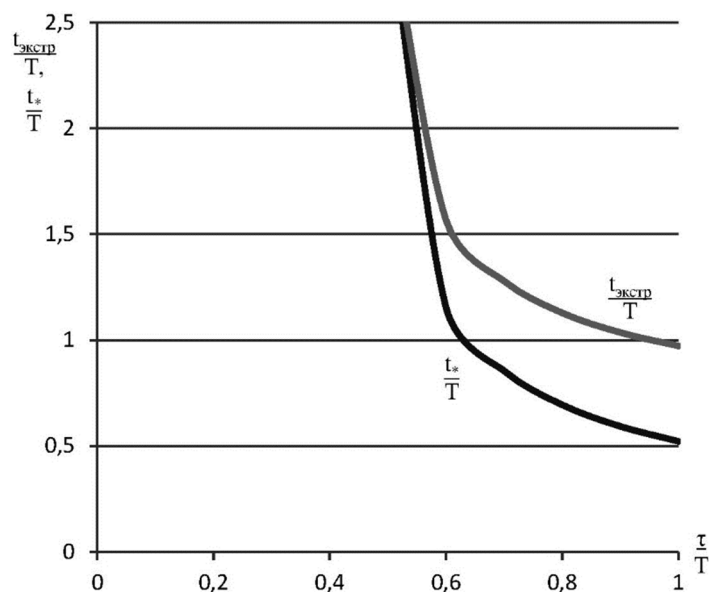


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

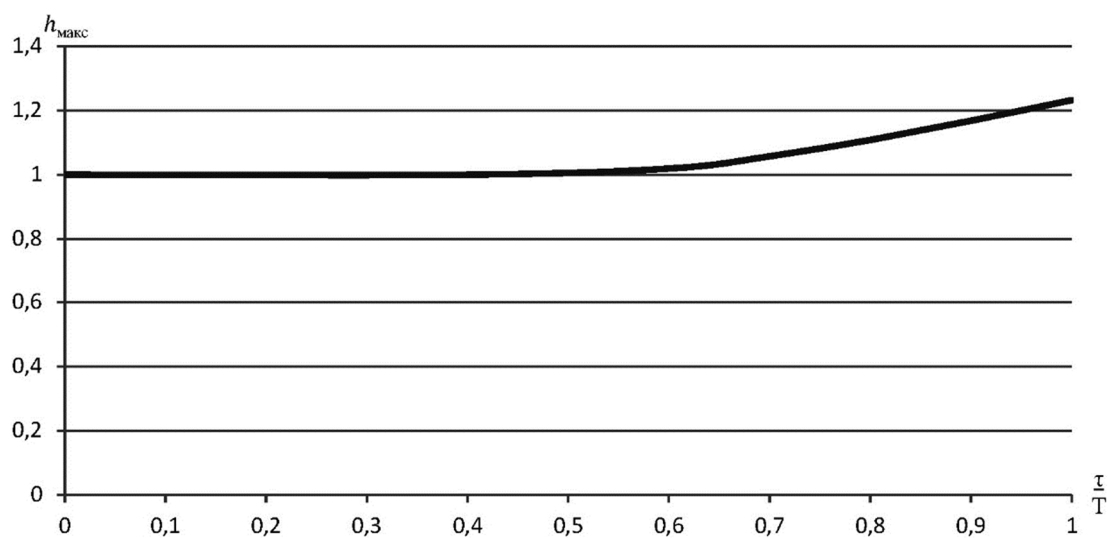


Рисунок 3 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Проведена третья серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 2.

При этом $T_1 = 0,25 T$ и $T_2 = 0,5 T$.

Таблица 2 – Результаты третьей серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{31}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_2$	$\tau = T$
1	2	3	4
0	0	0	0
0,25	0,045395126	0,264241118	0,483087109
0,5	0,20515865	0,593994151	0,98282965

Окончание таблицы 2

1	2	3	4
0,75	0,406201769	0,800851727	1,195501685
1	0,586868339	0,908421807	1,229975273
1,25	0,725503636	0,959572318	1,193581054
1,5	0,823160497	0,982648735	1,142136974
1,75	0,888329287	0,992704944	1,097080603
2	0,930427534	0,996980836	1,063534139
2,25	0,957044931	0,998765902	1,040486872
2,5	0,973638411	0,999500601	1,02536309
2,75	0,983886739	0,999799579	1,01571242
3	0,990177155	0,999920125	1,009663096
3,25	0,994022408	0,999968356	1,005914302
3,5	0,996366608	0,999987539	1,003608446
3,75	0,99779317	0,999995105	1,002197041
4	0,998660288	0,999998086	1,001335886
4,25	0,999186955	0,999999255	1,000811555
4,5	0,999506681	0,999999711	1,000492741
4,75	0,999700716	0,999999888	1,00029906
5	0,999818447	0,999999957	1,000181467

По результатам третьей серии численного эксперимента на рисунке 4 представлены зависимости переходных характеристик системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

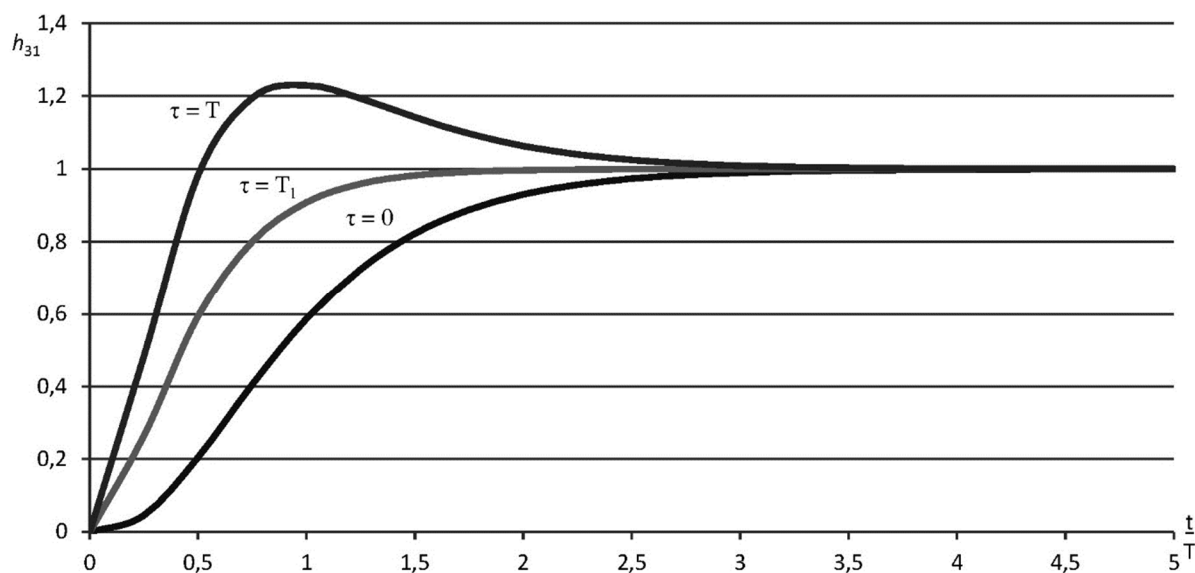


Рисунок 4 – Зависимость h_{31} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена четвертая серия численного эксперимента.

$$T_1 = 0,25 T; T_2 = 0,5 T.$$

Если $\tau = 0,6 T$, то:

$$t_* = 1,1742426 T; t_{\text{экстр}} = 1,5661327 T; h_{\text{макс}} = 1,010539362.$$

Если $\tau = 0,7 T$, то:

$$t_* = 0,8462624 T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,2543632 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,039574583.$$

Если $\tau = 0,8 T$, то:

$$t_* = 0,6833256 T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,1038616 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,080519248.$$

Если $\tau = 0,9 T$, то:

$$t_* = 0,5824058 T; \quad t_{\text{экстр}} = 1,0130933 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,129817553.$$

Если $\tau = T$, то:

$$t_* = 0,5126571 T; \quad t_{\text{экстр}} = 0,9519068 T; \quad h_{\text{макс}} = 1,185200745.$$

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 $\frac{\tau}{T}$.

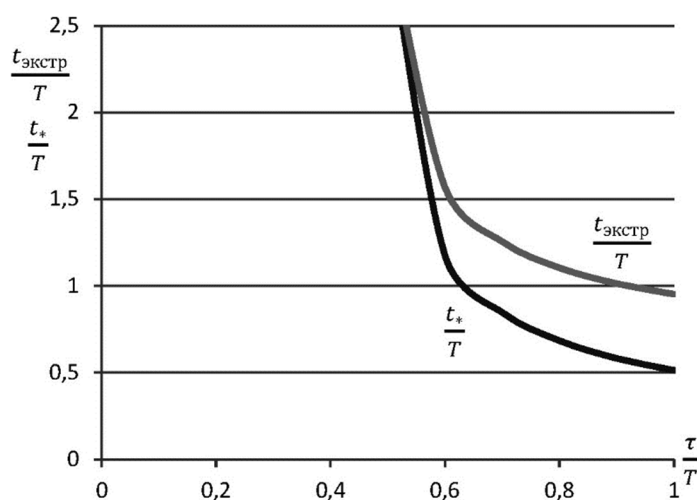


Рисунок 5 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

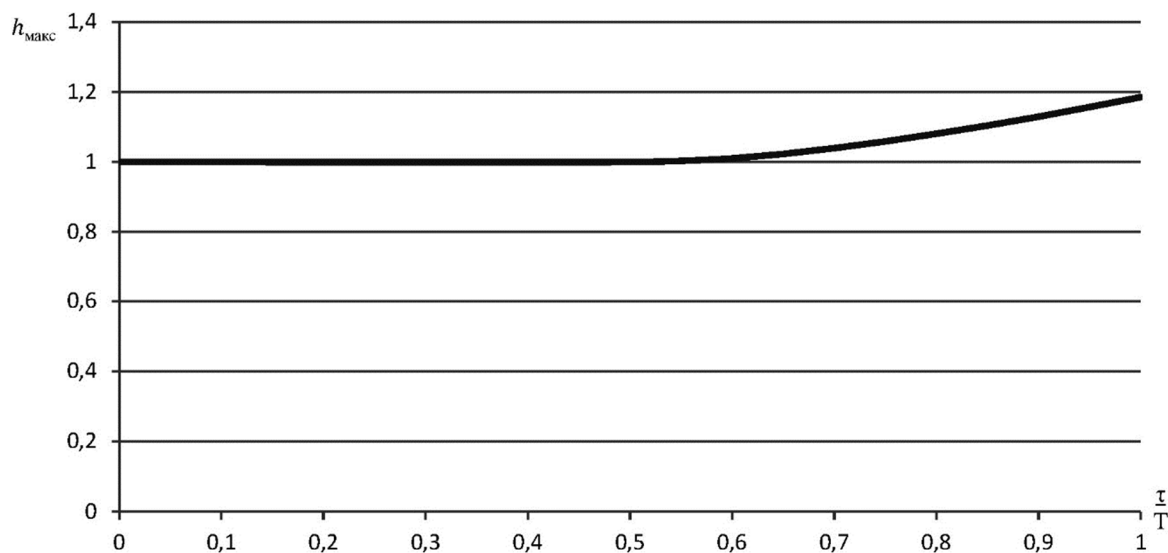


Рисунок 6 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Выводы

Для систем третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции определены переходные характеристики.

Проведены первый и третий численные эксперименты, на основании которых получены зависимости переходных характеристик системы третьего порядка с двумя кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

Установлено, что при условии $\tau \leq T_1$ переходные характеристики систем третьего порядка с двумя 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 действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3.

References

1. Dobrobaba Y.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 Y.P., Murlin A.G., Shchelkanov G.V. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with realnegativedifferent roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
СИСТЕМЫ ЧЕТВЕРТОГО ПОРЯДКА С ДВУМЯ КРАТНЫМИ
И ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫМИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫМИ РАЗНЫМИ КОРНЯМИ
ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**ANALYSIS OF TRANSITIONAL CHARACTERISTICS
OF THE FOURTH ORDER SYSTEM WITH TWO TIMES AND VALID NEGATIVE
DIFFERENT 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

Чувиллин Никита Александрович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции.

Доказано, что переходные характеристики систем четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными 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

Chuvilin Nikita Aleksandrovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the fourth-order systems with two multiply and real negative different 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 multiply and real negative different 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 действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

В данной работе анализируются переходные характеристики системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения.

Передаточная функция систем четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{40}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1) \cdot (T_3 p + 1)},$$

где $T_1 \neq T_2 \neq T_3$ – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции четвертого порядка.

Корни характеристического уравнения системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения:

$$p_{1;2} = -\frac{1}{T_1}; p_3 = -\frac{1}{T_2}; p_4 = -\frac{1}{T_3}.$$

Переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{40}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_4 \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + K_5.$$

Первая и вторая производные переходной характеристики системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения имеют вид:

$$h_{40}^{(1)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{40}^{(2)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_2}{T_1^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_3}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_4}{T_3^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{40}^{(3)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_3}{T_2^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_3^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}.$$

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:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = K_1 + K_3 + K_4 + K_5; \\ h_{40}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} - \frac{K_4}{T_3}; \\ h_{40}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} + \frac{K_4}{T_3^2}; \\ h_{40}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - \frac{K_3}{T_2^3} - \frac{K_4}{T_3^3}; \\ h_{40}(\infty) = K_5, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$K_5 = 1;$$

$$\begin{cases} K_1 + K_3 + K_4 + 1 = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} - \frac{K_4}{T_3} = 0; \\ \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} + \frac{K_4}{T_3^2} = 0; \\ -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - \frac{K_3}{T_2^3} - \frac{K_4}{T_3^3} = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$K_1 = -\frac{T_1^2 - 2T_1T_2 - 2T_1T_3 + 3T_2T_3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1^2;$$

$$K_2 = -\frac{T_1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)};$$

$$K_3 = -\frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)};$$

$$K_4 = \frac{T_3^3}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$h_{40}(t) = -\frac{T_1^2 - 2T_1T_2 - 2T_1T_3 + 3T_2T_3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t \times \\ \times e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{T_3^3}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.$$

$$h_{40}^{(1)}(t) = \frac{2T_2T_3 - T_1T_2 - T_1T_3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{1}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ + \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}.$$

Передаточная функция системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{41}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1) \cdot (T_3 p + 1)},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка.

Переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{41}(t) = -\frac{(T_1^2 - 2T_1T_2 - 2T_1T_3 + 3T_2T_3) \cdot T_1 - (2T_2T_3 - T_1T_2 - T_1T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1 - \tau}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_2^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\ + \frac{T_3 - \tau}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_3^2 \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.$$

Рассмотрим два варианта значения корней системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе.

Вариант первый: $T_1 > T_2 > T_3$.

Если $\tau = T_1$, то:

$$h_{41}(t) = -\frac{T_1^2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3) \cdot (T_2 - T_3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.$$

Вариант второй: $T_2 > T_1; T_2 > T_3$.

Если $\tau = T_2$, то:

$$h_{41}(t) = -\frac{T_1 \cdot (T_1 - 2T_3)}{(T_1 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{T_1 - T_3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.$$

Если $h_{31}(t_*) = 1$, то:

$$\begin{aligned} & -\frac{(T_1^2 - 2T_1T_2 - 2T_1T_3 + 3T_2T_3) \cdot T_1 - (2T_2T_3 - T_1T_2 - T_1T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot T_1 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - \\ & -\frac{T_1 - \tau}{(T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_2^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} \\ & + \frac{T_3 - \tau}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_3^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_3}} = 0; \end{aligned}$$

или

$$\begin{aligned} & (T_1^2 - 2T_1T_2 - 2T_1T_3 + 3T_2T_3) \cdot T_1 - (2T_2T_3 - T_1T_2 - T_1T_3) \cdot \tau \cdot T_1 \cdot (T_2 - T_3) \cdot \\ & \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_2 - T_3) \cdot t_* \cdot e^{-\frac{t_*}{T_1}} - (T_2 - \tau) \cdot (T_1 - T_3)^2 \cdot T_2^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_2}} + \\ & + (T_3 - \tau) \cdot (T_1 - T_2)^2 \cdot T_3^2 \cdot e^{-\frac{t_*}{T_3}} = 0, \end{aligned}$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными 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 двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$\begin{aligned} h_{41}^{(1)}(t) = & -\frac{(T_1T_2 - 2T_2T_3 + T_1T_3) \cdot T_1 - (T_1^2 - T_2T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ & + \frac{T_1 - \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \\ & - \frac{T_3 - \tau}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_3 \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}; \end{aligned}$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}}$ первая производная переходной характеристики равна нулю, то справедливо уравнение:

$$-\frac{(T_1T_2 - 2T_2T_3 + T_1T_3) \cdot T_1 - (T_1^2 - T_2T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t_{\text{экстр}}}{T_1}} +$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{T_1 - \tau}{T_1 \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} \cdot t_{\text{ЭКСТР}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_1}} + \frac{T_2 - \tau}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_2 \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_2}} - \\
 & - \frac{T_3 - \tau}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)} \cdot T_3 \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_3}} = 0; \\
 & - [(T_1 T_2 - 2T_2 T_3 + T_1 T_3) \cdot T_1 - (T_1^2 - T_2 T_3) \cdot \tau] \cdot T_1 \cdot (T_2 - T_3) \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_1}} + \\
 & + (T_1 - \tau) \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3) \cdot (T_2 - T_3) \cdot t_{\text{ЭКСТР}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_1}} + \\
 & + (T_2 - \tau) \cdot (T_1 - T_3)^2 \cdot T_1 T_2 \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_2}} - (T_3 - \tau) \cdot (T_1 - T_2)^2 \cdot T_1 T_3 \cdot e^{-\frac{t_{\text{ЭКСТР}}}{T_3}} = 0.
 \end{aligned}$$

В работе принято условие, что $2T_1 + T_2 + T_3 = T$.

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 1.

При этом $T_1 = 0,3T$, $T_2 = 0,25T$ и $T_3 = 0,15T$.

Таблица 1 – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{31}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_1$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,020758756	0,100001108	0,284899929
0,5	0,150079901	0,371672816	0,888722952
0,75	0,360965106	0,627211451	1,248452921
1	0,570661387	0,798948615	1,331618814
1,25	0,734277403	0,89781754	1,279411194
1,5	0,845146089	0,950060938	1,194862254
1,75	0,913737243	0,976246066	1,122099987
2	0,953583339	0,988919248	1,071369702
2,25	0,975694815	0,994905151	1,039729269
2,5	0,987547812	0,997682979	1,021331701
2,75	0,993732953	0,998955185	1,011140394
3	0,996891994	0,999532	1,005692015
3,25	0,998477579	0,999791485	1,002857265
3,5	0,999262034	0,999907495	1,001413569
3,75	0,999645482	0,999959104	1,000690888
4	0,999831007	0,999981972	1,000334222
4,25	0,999919986	0,999992071	1,000160268
4,5	0,99996234	0,99999652	1,000076272
4,75	0,999982367	0,999998475	1,000036059
5	0,999991782	0,999999332	1,000016949

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

Проведена вторая серия численного эксперимента.

$T_1 = 0,3T$; $T_2 = 0,25T$; $T_3 = 0,15T$.

Если $\tau = 0,6T$, то:

$t_* = 0,9225514T$; $t_{\text{ЭКСТР}} = 1,2744836T$; $h_{\text{макс}} = 1,061823792$.

Если $\tau = 0,7 T$, то:

$$t_* = 0,7725856T; t_{\text{экстр}} = 1,1219335T; h_{\text{макс}} = 1,117745814.$$

Если $\tau = 0,8 T$, то:

$$t_* = 0,6765363T; t_{\text{экстр}} = 1,0175372T; h_{\text{макс}} = 1,181411873.$$

Если $\tau = 0,9 T$, то:

$$t_* = 0,6076873T; t_{\text{экстр}} = 0,9328525T; h_{\text{макс}} = 1,247363479.$$

Если $\tau = T$, то:

$$t_* = 0,5569107T; t_{\text{экстр}} = 0,8503049T; h_{\text{макс}} = 1,30734456.$$

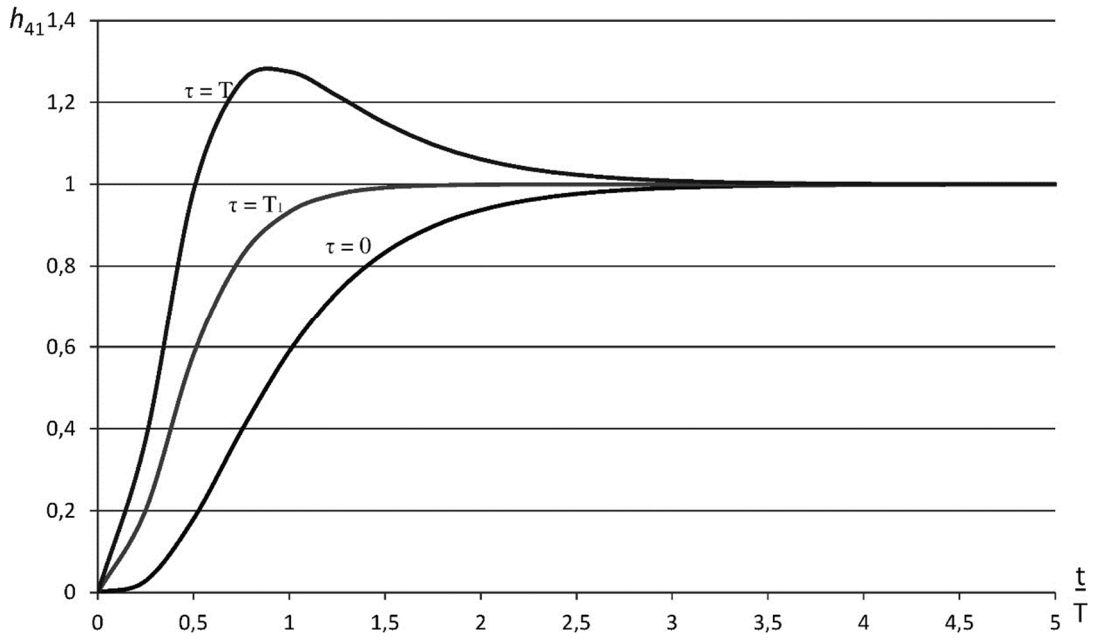


Рисунок 1 – Зависимость h_{41} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

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 $\frac{\tau}{T}$.

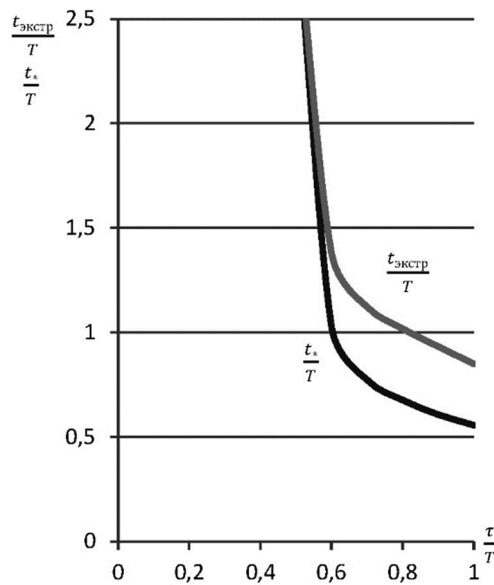


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

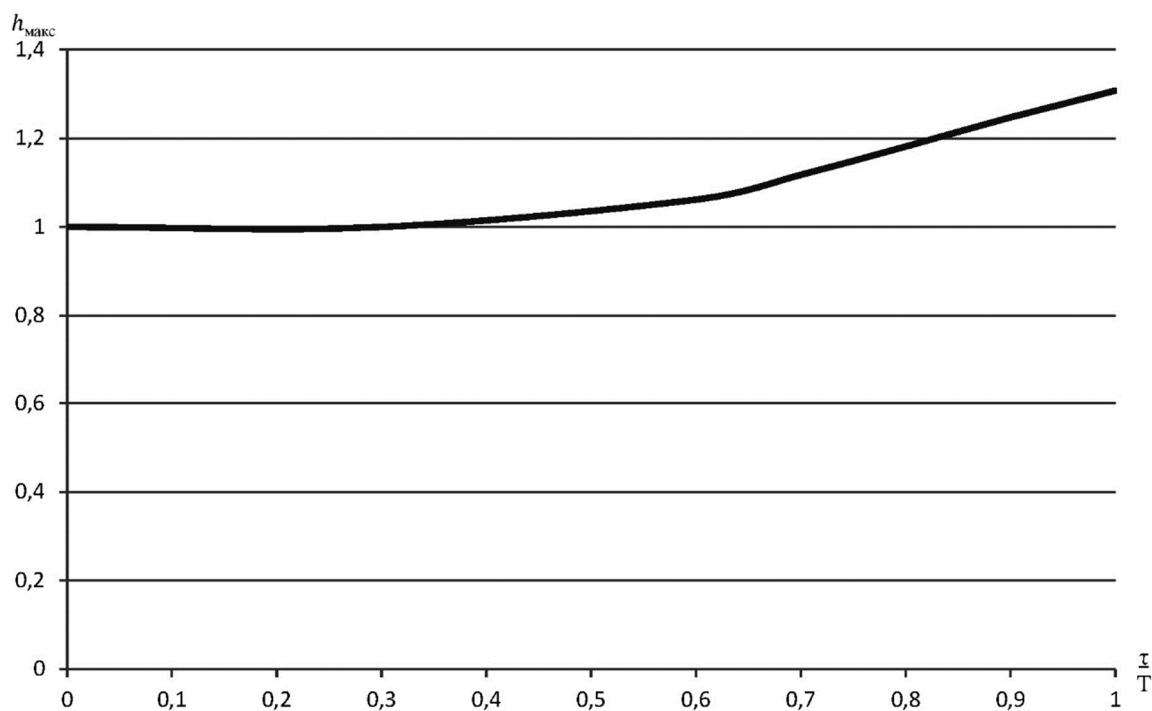


Рисунок 3 – Зависимость h_{\max} от $\frac{t}{T}$

Проведена третья серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице 2.

При этом $T_1 = 0,2T$, $T_2 = 0,5T$ и $T_3 = 0,1T$.

Таблица 2 – Результаты третьей серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{31}		
	$\tau = 0$	$\tau = T_2$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,028697336	0,201653009	0,374608683
0,5	0,180353086	0,58283706	0,985321034
0,75	0,395231157	0,823063822	1,250896486
1	0,589990034	0,93257513	1,275160226
1,25	0,735360591	0,975865597	1,216370602
1,5	0,833888231	0,991703429	1,149518626
1,75	0,897348832	0,997226902	1,097104971
2	0,937110253	0,999091999	1,061073745
2,25	0,96165111	0,999707336	1,037763561
2,5	0,976674743	0,999906834	1,023138924
2,75	0,985831769	0,999970638	1,014109508
3	0,991400019	0,999990823	1,008581626
3,25	0,994781819	0,999997152	1,005212485
3,5	0,996834385	0,999999121	1,003163857
3,75	0,998079764	0,99999973	1,001919696
4	0,998835259	0,999999918	1,001164576
4,25	0,999293531	0,999999975	1,000706419
4,5	0,999571499	0,999999992	1,000428486
4,75	0,999740099	0,999999998	1,000259896
5	0,999842362	0,999999999	1,000157637

По результатам третьей серии численного эксперимента на рисунке 4 представлены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

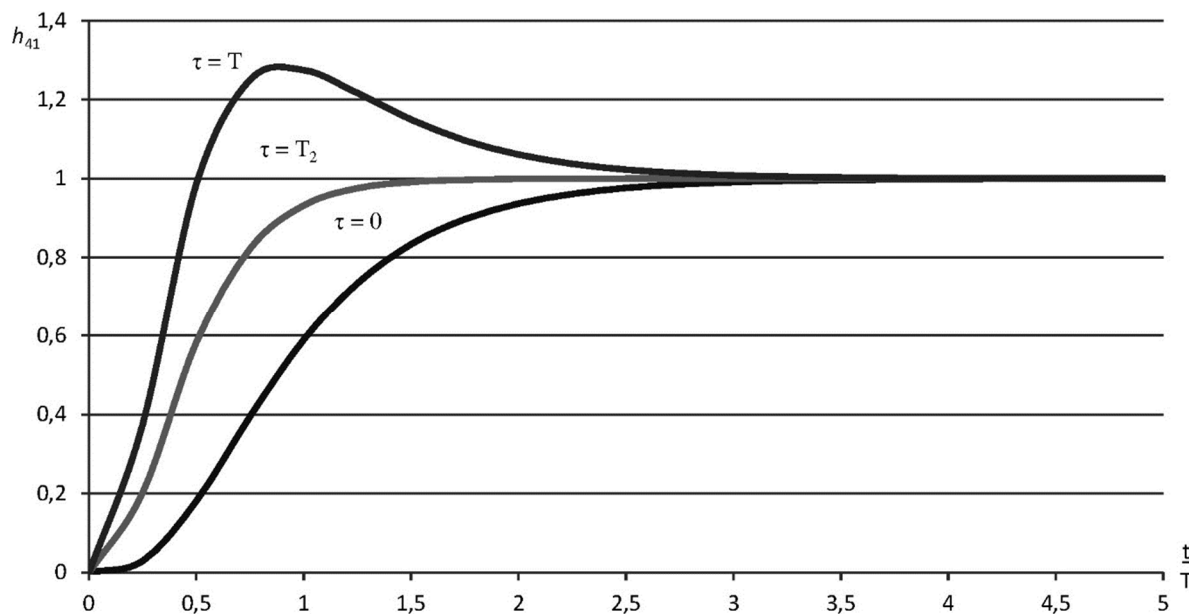


Рисунок 4 – Зависимость h_{41} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена четвертая серия численного эксперимента.

$$T_1 = 0,25 T; T_2 = 0,5 T.$$

Если $\tau = 0,6 T$, то:

$$t_* = 0,9942512; t_{\text{экстр}} = 1,4506926T; h_{\text{макс}} = 1,024153398.$$

Если $\tau = 0,7 T$, то:

$$t_* = 0,7604282T; t_{\text{экстр}} = 1,2436662T; h_{\text{макс}} = 1,072381705.$$

Если $\tau = 0,8 T$, то:

$$t_* = 0,6397535T; t_{\text{экстр}} = 1,1400684T; h_{\text{макс}} = 1,132317102.$$

Если $\tau = 0,9 T$, 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 двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени числителя передаточной функции определены переходные характеристики.

Проведены первый и третий численные эксперименты, на основании которых получены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции при различных значениях τ .

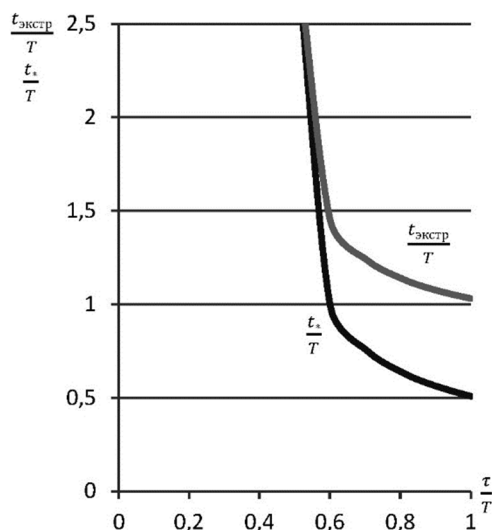


Рисунок 5 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t^*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

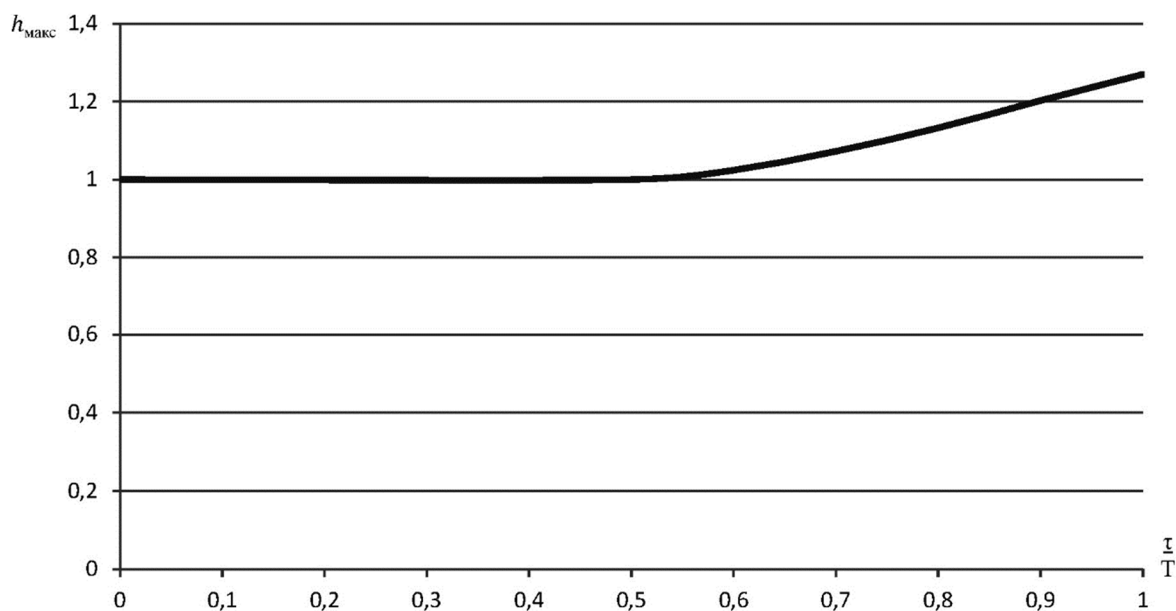


Рисунок 6 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

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 двумя кратными и действительными отрицательными разными 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 двумя кратными и действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени числителя передаточной функции не имеет перерегулирования.

Литература

3. 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.
4. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Щелканов Г.В. Анализ переходных характеристик систем четвертого порядка с действительными отрицательными разными корнями характеристического уравнения / Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3.

References

1. Dobrobaba Y.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 Y.P., Murlin A.G., Shchelkanov G.V. Analysis of the transient characteristics of fourth order systems with realnegativedifferent roots of the characteristic equation / Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3.

УДК 664.8:613.22

ОСОБЕННОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ ПИТАНИЯ ДЛЯ ЛЮДЕЙ, РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР



FOOD FEATURES FOR PEOPLE WORKING IN FREEZING TEMPERATURES

Касьянов Геннадий Иванович

Кубанский государственный
технологический университет
g_kasjanov@mail.ru

Мишкевич Эвелина Юрьевна

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Большая часть территории Российской Федерации (до 70 %), находится в малонаселенных северных и арктических районах. Здесь находятся главные природные богатства страны – природный газ (более 90 %), золото (около 40 %), платина (47 %), алмазы (100 %), нефть (60 %). В освоении пространств Арктики и Северного Морского Пути участвует более 1 млн. человек, работающих в основном вахтовым способом. Неблагоприятные погодные условия на севере страны – мороз, стрессовые ситуации, аperiodичность освещенности, необходимость адаптации к северным условиям, бытовые неудобства, приводят к нарушениям энергетического равновесия, сбалансированности состава питания по основным пищевым и биологически активным соединениям. При работе на холоде организму человека требуется повышенное содержание белков, жиров и медленных углеводов, в сочетании с пряностями, витаминами и микроэлементами. В статье авторы представляют один из вариантов конструирования рецептур продуктов специализированного назначения. Отличительной особенностью проекта является обработка пищевого и пряно-ароматического сырья жидким диоксидом углерода, позволяющая стерилизовать сырье и разделять на фракции. Предложен набор продуктов на завтрак, обед и ужин.

Ключевые слова: арктический пояс, коренное население, вахтовый способ, специализированное питание, экология, рацион питания.

Kasyanov Gennady Ivanovich

Kuban State technological university
g_kasjanov@mail.ru

Mishkevich Evelina Yurievna

Kuban State technological university

Annotation. Most of the Russian Federation (up to 70%) is located in sparsely populated northern and arctic areas. The country's main natural resources are natural gas (over 90 %), gold (about 40 %), platinum (47 %), diamonds (100 %) and oil (60 %). More than 1 million people are involved in the development of the Arctic and Northern Sea Route areas, working mainly on a rotational basis. Unfavorable weather conditions in the north of the country - frost, stressful situations, aperiodicity of light, the need to adapt to the northern conditions, household inconveniences, lead to violations of the energy balance, the balance of nutrition composition of the main food and biologically active compounds. When working in cold, the human body requires an increased content of proteins, fats and slow carbohydrates, combined with spices, vitamins and trace elements. In the article the authors present one of the variants of designing formulas for specialized products. Distinctive feature of the project is processing of food and spicy aromatic raw materials with liquid carbon dioxide, which allows to sterilize the raw materials and divide them into fractions. A set of products for breakfast, lunch and dinner is offered.

Keywords: Arctic belt, indigenous peoples, shift mode, specialized nutrition, ecology, diet.

Введение

Арктическая зона планеты относится к обширному географическому региону Северного Ледовитого океана площадью 22 млн км² и представляет территории и шести стран – Америки, Гренландии, Исландии, Канады, Норвегии и России. С учетом жителей некоторых районов Швеции и Финляндии, общее население этих районов составляет около 4 млн чел, из которых примерно 360 тыс. относятся к коренным народам.

Только в сравнительно недавнее время власти приарктических государств пришли к необходимости геостратегического освоения богатейшего природного потенциала этих мест. Однако суровые климатические условия (наличие низких температур, сильного ветра, осадков, годовой световой продолжительности), удаленность от промышленно развитых регионов и отсутствие транспортных артерий, значительно сдер-

живают развитие Арктической зоны. Большую опасность для природы и экологии Арктики представляет техногенное загрязнение территорий, нарушение экогенного равновесия и глобальное потепление, приводящее к таянию ледников, размораживанию слоя вечной мерзлоты и глобальным катастрофам. Дискомфортность проживания и работы людей в арктических районах способствует развитию гиповитаминоза, диабета, метаболического синдрома, сердечно-сосудистых заболеваний.

Негативное воздействие низких температур на организм человека может привести к заболеваниям органов дыхания (респираторные инфекции, бронхит, плеврит), периферической нервной системы (пояснично-крестцовый радикулит, неврит лицевого, тройничного или седалищного нерва), мышечной системы (миозит, миалгия), различным патологиям сердечнососудистой системы и желудочно-кишечными заболеваниями. Полное или локальное охлаждение организма человека способно затормозить деятельность коры головного мозга, что может отразиться на результатах производственной деятельности человека и даже привести к травмам.

Наряду с различными санитарно-техническими мероприятиями, использованием спецодежды и теплой обуви имеет большое значение разработка специализированных продуктов питания. При разработке специализированных продуктов для персонала, работающего в неотапливаемых помещениях, перед учеными и производителями стоит задача достичь не только сбалансированности продукта по нутриентному составу, но и обеспечить с его помощью повышение терморегулирующих, общеукрепляющих и адаптационных возможностей организма.

Вопросам изучения особенностей режима питания людей, проживающих в районах Крайнего Севера или приезжающих на заработки из других регионов, посвящены работы российских исследователей [1, 3, 4]. В этих работах проанализирована устойчивость к холодовому стрессу людей, которые работают или проживают в суровых арктических условиях. Перед разработкой рецептур продуктов для людей в арктических регионах предстояло изучить традиционную пищевую культуру северян [2, 6, 11]. Были проанализированы положительные и отрицательные стороны рационов питания коренных жителей арктических регионов Дании (Гренландии), Исландии, Канады, Норвегии, России и США. С учетом ограниченного запаса продовольственного сырья в северных районах, необходимо организовать их доставку в необходимых количествах [5]. При конструировании состава продуктов питания для людей арктических зон, необходимо оценить роль и возможности использования в специализированных рецептурах криопротекторов и пищевых добавок [7, 9]. Коррекцию последствий холодового стресса на организм человека рекомендуется нивелировать белково-жировой состав [8, 10]. Кроме дефицита незаменимых аминокислот и полиненасыщенных жирных кислот, исследователи обратили внимание на витамин D и питание беременных женщин в Гренландии [12, 18]. Большого внимания со стороны Правительств требуют уязвимые группы населения арктических регионов – инуиты, калааллиты, коряки, чукчи, эвены, юиты [13, 14]. Экологические службы Гренландии и Канады озабочены вредным воздействием северного климата на здоровье человека [15, 16]. Известный только юристам «Международный пакт о гражданских и политических правах» гарантирует, что коренные народы Арктики будут защищены от проблем глобализации в плане экологии и праву на самобытную культуру [17]. Коренные народы Гренландии, автономной единице Дании, практически утратили право употреблять местные продукты питания (калааллимернит) из-за давления проживающих на острове датчан [19]. Таким образом, стремление монополий завладеть природными ресурсами арктических районов, пренебрежительное отношение к охране окружающей среды, колонизаторские замашки, негативно отражаются на жизни и деятельности коренных северных народов и вступает в противоречие с цивилизованным освоением арктических просторов.

Государственная программа России по «Социально-экономическому развитию Арктической зоны» (в уточненной редакции от 31.08.2017 г.), предусматривает ускоренное развитие территорий Русского Севера в период до 2025 г.

Большая часть российской территории (до 70 %), относится к северной зоне или находится за Полярным Кругом. Здесь постоянно проживает около 230 тыс. жителей коренных национальностей и более 1 млн. чел. Приезжих и вахтовиков. России еще предстоит осваивать природные богатства Севера – здесь имеется более 90 % при-

родного газа, 60 % нефтяных месторождений, около 40 % запасов золота, 47 % платины, почти 100 % алмазов.

Быстрому освоению и разработке этих богатств мешают суровые погодные условия – сильные морозы и ветры, стрессовые ситуации, аperiodичность освещенности, проблемы со здоровьем, отсутствие нормального питания, бытовые неудобства.

Цель исследования

Разработка сбалансированных по составу продуктов питания для людей, работающих или проживающих в условиях низких температур. Для выполнения поставленной цели решались *следующие задачи*: подбор и характеристика сырья, пригодного для изготовления продуктов питания специализированного назначения, применения способа обработки сырья жидким диоксидом углерода с целью стерилизации и разделения сырья на фракции, разработка примерных рецептов продуктов, с повышенным содержанием белков и липидов, рекомендации по составлению режимов питания людей, работающих в условиях Арктики.

Материал и методы

Все исследования проводились в лабораторных условиях кафедры Технологии продуктов питания животного происхождения Кубанского государственного технологического университета.

На рисунке 1 представлена иерархическая схема реализации стратегии подготовки продуктов питания для работающих в условиях низких температур.



Рисунок 1 – Иерархическая схема практической реализации стратегии подготовки продуктов питания для работающих в условиях низких температур

Как видно из представленной иерархической схемы, в составе использованных нетрадиционных технологических приемов, использованы предложения от выращивания скота до составления рецептур колбасного фарша.

В качестве перспективной сырьевой базы были отобраны продукты – термодженики: мясное сырье (телятина, птица, рыба), сало свиное соленое, печень трески, капуста квашеная, орехи, пряности и CO₂-экстракты, CO₂-шроты плодово-ягодных

культур и лекарственных растений. Побочные продукты CO₂-технологии – CO₂-шроты – являются источником уникального, по своему качественному и количественному составу, биоактивного комплекса, оказывающего позитивное физиологическое воздействие на организм человека в условиях низких температур.

В виду доступности сырья и экономической целесообразности выбранные для исследования CO₂-шроты получены из сырья произрастающего на территории Краснодарского края. Производитель экстрактов и шротов – экстракционный завод ООО «Компания Караван».

Исследование процесса CO₂-экстракции

Все CO₂-шроты получены в результате обработки растительного сырья жидким диоксидом углерода в докритическом состоянии, с параметрами экстракции: давление 6,0 МПа, температура 22 °С. На рисунке 2 представлена схема установки для экстрагирования ценных компонентов из сырья жидким диоксидом углерода.

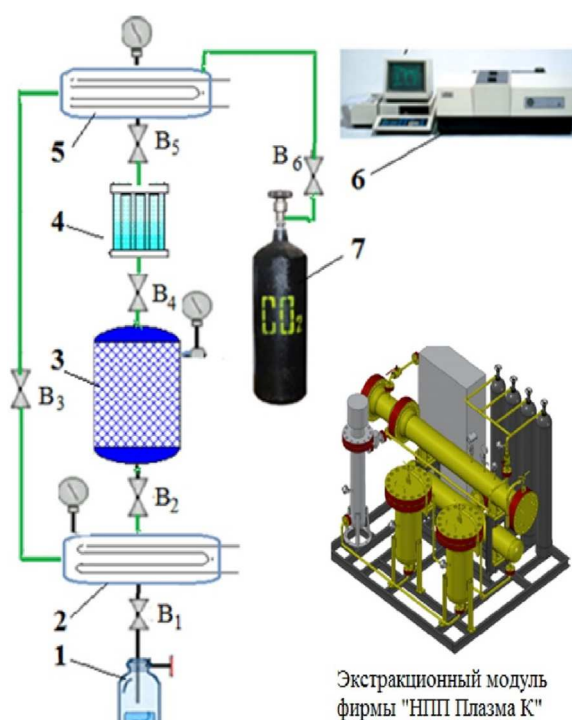


Рисунок 2 – Схема установки для докритического экстрагирования ценных компонентов из сырья:
1 – сборник экстракта; 2 – испаритель; 3 – экстрактор; 4 – сборник для жидкого растворителя;
5 – конденсатор; 6 – спектрофотометр; 7 – баллон с CO₂; V1–V6 – вентили

Предназначенное для CO₂-обработки сырье, загружается в сетчатой кассете в экстрактор 3 и заливается жидким CO₂ из сборника 4 (при открытом вентиле V₄). После пропитки сырья растворителем, открывается вентиль V₂ и образовавшаяся мисцелла поступает в испаритель 2, обогреваемого теплой водой до 60 °С. При этом входящий в состав мисцеллы жидкий диоксид углерода резко вскипает и в виде газовой фазы, через вентиль V₃ поступает в конденсатор 5, охлаждаемый холодной водой +5 °С, где диоксид углерода сжижается и через вентиль V₅ поступает в сборник 4.

Затем цикл CO₂-обработки сырья повторяется. В результате такого технологического приема получается высококонцентрированный CO₂-экстракт, используемый для обогащения состава продуктов и CO₂-шрот, представляющий собой углеводно-белково-липидную пищевую добавку.

Исследование свойств CO₂-шротов

При оценке технологического потенциала CO₂-шротов полученных из плодового сырья были изучены их химические составы. В таблице 1 представлены уточненные данные.

**Отраслевые научные и прикладные исследования:
Производство, переработка и хранение сельскохозяйственной продукции**

Таблица 1 – Химический состав CO₂-шротов

Продукт	Массовая доля компонента, г/100 г				
	Белок	Углеводы	Жир	Влага	Зола
CO ₂ -шрот шиповника (<i>Rosa</i>)	20,6	53,2	17,7	6,0	2,2
CO ₂ -шрот смородины черной (<i>Ribes nigrum</i>)	14,2	59,4	15,8	6,5	1,9
CO ₂ -шрот облепихи (<i>Hippophae</i>)	20,0	55,5	13,7	8,3	2,7
CO ₂ -шрот малины обыкновенной (<i>Rubus idaeus</i>)	15,5	65,9	11,1	5,5	1,5

Данные таблицы 1 подтверждают, что обработка растительного сырья жидким диоксидом углерода в до критическом состоянии приводит к количественному изменению в содержании основных макроэлементов. Из-за удаления влаги в CO₂-шротах в значительной степени увеличилось содержание белка, углеводов и жиров. В CO₂-шротах шиповника и облепихи содержание белка возросло до 20,6 и 20,0 г в 100 г продукта соответственно. В CO₂-шроте малины содержания углеводов увеличилось в почти в 5,5 раз. Фракция жиров возросла в CO₂-шроте шиповника с 0,15 г до 17,7 г в 100 г продукта, в CO₂-шроте смородины черной с 0,4 г до 15,8 г в 100 г продукта.

Таблица 2 – Содержание сахара в CO₂-шротах

Продукт	Массовая доля компонента, г/100 г				
	Пищевые волокна	Общий сахара	Фруктоза	Глюкоза	Сахароза
CO ₂ -шрот шиповника (<i>Rosa</i>)	24,8	28,9	7,6	11,6	9,7
CO ₂ -шрот смородины черной (<i>Ribes nigrum</i>)	22,8	36,3	10,2	11,8	14,3
CO ₂ -шрот облепихи (<i>Hippophae</i>)	19,4	28,7	9,2	9,3	10,2
CO ₂ -шрот малины обыкновенной (<i>Rubus idaeus</i>)	28,7	36,7	9,9	13,2	13,5

Известно, что некоторые полисахариды обладают противовоспалительным действием, положительно воздействуя на иммунную и эндокринную системы. Как видно из таблицы 2 существенных изменений в количественном содержании сахаров в CO₂-шротах не произошло. Лидером по содержанию сахара является CO₂-шрот малины – 36,7 г. Сохранность сахаров в CO₂-шроте малины, преимущественно в виде моно- и дисахаридов, позволяет судить об его хорошей усвояемости.

В CO₂-шроте шиповника обнаружено три фракции пектиновых полисахаридов, состоящих из α-1,4 – связанных остатков D-галактуроновой кислоты и остатков арабинозы, галактозы, рамнозы, ксилозы и маннозы. Эти полисахариды повышают адгезивность макрофагов, что подтверждается многими исследованиями.

Таблица 3 – Содержание некоторых витаминов в CO₂-шротах

Массовая доля компонента	CO ₂ -шрот шиповника (<i>Rosa</i>)	CO ₂ -шрот смородины черной (<i>Ribes nigrum</i>)	CO ₂ -шрот облепихи (<i>Hippophae</i>)	CO ₂ -шрот малины обыкновенной (<i>Rubus idaeus</i>)
1	2	3	4	5
β-каротин, мкг	657	44	700	47
Витамин Е, мг	0,5	0,1	2,1	0,2
Тиамин, мг	0,05	0,03	0,03	0,02
Рибофлавин, мг	0,13	0,04	0,05	0,05

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5
Ниацин, мг	0,6	0,3	0,4	0,6
Пиридоксин, мг	н/д	0,13	0,11	0,07
Фолаты, мкг	н/д	5	9	6
Пантотеновая кислота, мг	н/д	0,4	0,15	0,2
Биотин, мкг	н/д	2,4	3,3	1,9
Витамин С, мг	450	99	122	18

Результаты определения сохранности витаминов в СО₂-шротах (табл. 3) позволяют говорить, что витамины группы В сохранились практически полностью. По сравнению с сырьем в СО₂-шротах есть дефицит липофильных биологически активных веществ – каротиноидов и тритерпеновых соединений. Однако, например в СО₂-шроте шиповника тритерпеновые соединения при исследовании не представляют большой важности, так как накапливаются в большей степени в листьях и корнях, а не в плодах.

Почти в 2 раза уменьшилось содержание аскорбиновой кислоты в СО₂-шроте смородины черной. Наименьшие потери витамина С в результате СО₂-экстракции произошли в СО₂-шроте шиповника.

Содержащиеся в СО₂-шротах органические кислоты обеспечивают ярко выраженный антисептический, жаждоутоляющий и антиоксидантный эффект. Содержание лимонной и яблочной кислот в СО₂-шроте шиповника практически не изменилось и достигает 1,2 % от общего содержания свободных органических кислот.

В СО₂-шроте малины содержание свободных органических кислот достигает 5 %, на долю лимонной, яблочной, янтарной и муравьиной приходится 3,5 %

Среди фенолкарбоновых кислот в СО₂-шроте малины идентифицированы эллаговая, ферруловая, р-кумаровая и салициловая кислоты.

Флавоноиды, содержащиеся в СО₂-шроте шиповника в основном представлены рутинном, кверцетинном и изокверцетинном. Эта группа биологически активных веществ обладает каплеяроукрепляющей активностью. Также обнаружены цианидин-3-глюкозид, пеларгонидин-3,5-глюкозид и проантоцианидиновые производные (процианидины В₁, В₂, В₃, В₄).

Обнаружено, что в СО₂-шроте малины есть антоцианы и флавоноиды. На долю антоцианов приходится до 60 % от общего содержания фенольных соединений СО₂-шрота малины и в основном они представлены цианидин-3,5-диглюкозидом, цианидин-3-софорозодом, цианидин-3-глюкозидом, пеларгонидин-3-глюкозидом и пеларгонидин-3-рутинозидом, а на долю флавоноидов приходится 3–4 % , представленные в основном кверцетинном.

Таблица 4 – Содержание макро- и микроэлементов в СО₂-шротах

Массовая доля компонента	СО ₂ -шрот шиповника (Rosa)	СО ₂ -шрот смородины черной (Ribes nigrum)	СО ₂ -шрот облепихи (Hippophae)	СО ₂ -шрот малины обыкновенной (Rubus idaeus)
Натрий, мг	5	32	4	10
Калий, мг	23	350	193	224
Кальций, мг	28	36	22	40
Магний, мг	8	31	30	22
Фосфор, мг	8	33	9	37
Железо, мг	1,3	1,3	1,4	1,2

Как видно из таблицы 4 содержание макро- и микроэлементов в CO₂-шротах не изменилось.

Среди биологически активных веществ CO₂-шрота душицы обыкновенной идентифицированы дубильные вещества, аскорбиновая кислота и флавоноиды. В следовых количествах обнаружены летучие и ароматические соединения, составляющие основу эфирного масла. В исходном сырье основным веществом эфирного масла является тимол, содержание которого составляет почти 50 % от всех ароматических соединений. Присутствие тимола в CO₂-шроте душицы обыкновенной лишь в следовых количествах, что в некоторой степени снижает его противовоспалительные, болеутоляющие и антисептические свойства.

CO₂-шрот ромашки аптечной сохранил в своем составе полисахариды, обеспечивающие ему иммуностимулирующие свойства, из сопутствующих веществ – кумарины, полииновые соединения, некоторые свободные органические кислоты, фитостерин и холин. Не удалось обнаружить в CO₂-шроте ромашки аптечной азулен – циклический ненасыщенный углеводород, составляющий основу эфирного масла в исходном сырье и придающий ему противовоспалительные свойства. Зато в CO₂-шроте ромашки аптечной сохранились флавоноиды – атегенин и апиин, обладающие спазмолитическим и антивирусным действием.

В CO₂-шроте эхинацеи пурпурной сохранились следующие биологически активные соединения: полисахариды (гетероксинаны, арабинорамногалактаны), флавоноиды, оксикоричные кислоты (цикориевая, фуруловая, кумаровая и кофейная), дубильные вещества, сапонины, полиамины, насыщенный кетоспирт – эхинолон, эхинакозид и эхинацин. В результате CO₂-экстракции из исходного сырья эхинацеи пурпурной были извлечены летучие и ароматические соединения, входящие в состав эфирного масла.

В связи с тем, что в CO₂-шроте эхинацеи пурпурной практически не изменилось содержание цикориевой кислоты, то можно утверждать о его иммуномодулирующей и противовирусной активности.

В результате макроскопического исследования (рис. 3) изучен внешний вид CO₂-шротов и дана оценка их органолептическим показателям.



Рисунок 3 – CO₂-шроты исследуемого сырья:

- а) – CO₂-шрот облепихи; б) – CO₂-шрот шиповника; в) – CO₂-шрот смородины черной;
г) – CO₂-шрот малины обыкновенной; д) – CO₂-шрот ромашки аптечной;
е) – CO₂-шрот душицы обыкновенной; ж) – CO₂-шрот эхинацеи пурпурной

Результаты оценки внешнего вида исследуемых CO₂-шротов представлены в таблице 5. Эксперты высоко оценили образцы CO₂-шротов и пришли к единому мнению, что обработка сырья жидким диоксидом углерода в до критическом состоянии не приводит к существенным изменениям аромата, цвета и вкуса.

Таблица 5 – Органолептическая оценка CO₂-шротов

Показатель	CO ₂ -шрот шиповника (<i>Rosa</i>)	CO ₂ -шрот смородины черной (<i>Ribes nigrum</i>)	CO ₂ -шрот облепихи (<i>Hippophae</i>)	CO ₂ -шрот малины обыкновенной (<i>Rubus idaeus</i>)	CO ₂ -шрот эхинацеи пурпурной (<i>Echinacea purpurea</i>)	CO ₂ -шрот ромашки аптечной (<i>Matricaria chamomilla</i>)	CO ₂ -шрот душицы обыкновенная (<i>Origanum vulgare</i>)
Цвет	красный	чернильный	темно-желтый	красный	зеленый	желто-коричневый с бело-желтыми вкраплениями	желто-коричневый
Аромат	соответствует каждому виду плодово-ягодного и лекарственного растительного сырья						
Консистенция	хлопья различных размеров (от 5 мм до 15 мм) с включениями в виде кусочков кожицы плодов и их семян				смесь кусочков стеблей, листьев и цветков различных размеров с резано-пресованной массой		

Микроскопическое исследование позволило установить, что CO₂-шроты имеют рыхлую, пористую структуру. Связано это с частичным разрушением клеточных стенок сырья в ходе CO₂-экстракции. Пористая структура CO₂-шротов повышает почти в 3 раза выход биологически активных веществ при дальнейшей технологической переработке, что подтверждает целесообразность их использования при производстве безалкогольных бальзамов.

При производстве безалкогольных бальзамов специализированного назначения, направленных на укрепление иммунной системы организма человека и повышение его адаптационных возможностей в условиях низких температур необходимо осуществлять подбор технологии с учетом, обеспечения максимальной сохранности биологически активных веществ сырья.

При обработке сырья жидким диоксидом углерода происходит частичное разрушение клеточных стенок, обеспечивая рыхлую и пористую структуру CO₂-шротам. Пористая структура CO₂-шротов повышает почти в 3 раза выход биологически активных веществ при дальнейшей технологической переработке. После обработки, CO₂-шроты корнеплодов измельчаются на дробилке и пропускаются через сито с диаметром отверстий 0,5–1,0 мм и пропускаются через магнитные заграждения.

Подготовка продуктов переработки сельскохозяйственной птицы

Чистое и доброкачественное животное сырье измельчают на волчке с диаметром решетки D = 3 мм.

Биотрансформацию вторичных продуктов разделки и переработки сельскохозяйственной птицы проводят симбиотическим микробным консорциумом в термостатируемой емкости с мешалкой при температуре 4 ± 2 °С в течение 40 часов.

В состав симбиотического микробного консорциума вошли штаммы молочнокислых бактерий и микрококков: *Lactobacillus casei* МДП – 1 (В 4542), *Lactobacillus plantarum* LPM – 100 (В 8899), *Pediococcus pentosaceus* PDA – 23 (В 8894), *Staphylococcus carnosus* 108 (В 8953), *Micrococcus* sp. 38 (В 1619) в соотношении 1:1:1:1:1.

Сухие лиофилизированные культуры растворяют в 250 мл обезжиренного молока температурой 35 °С и перемешивают в течение 20 минут. Растворенные в молоке баккультуры активизируют с помощью ЭМП НЧ. Рекомендуемые параметры обработки: частота – 55 Гц, время – 20 минут, электромагнитная индукция – 400 А/м.

Активизированный симбиотический микробный консорциум (количество клеток не менее 3,0×10⁹ КОЕ/г) вносят в количестве 1,5 % к массе измельченного мясного сырья.

Производство бульонного кубика. В биотрансформированную мясную массу вводят процеженную и упаренную в 10 раз воду/бульон с солью и с CO₂-экстрактами перца душистого, черного молотого и петрушки и лавровым листом. Далее смесь замораживают и сублимируют в течение 5–7 часов под давлением 50–60 Па. Массовая доля влаги высушенной мясной массы не должна превышать 4–5 %. Формование высушенной мясной массы происходит в штамп-прессе в кубики массой 16 г.

Приготовление сливочного крем-супа с овощами и курицей

CO₂-шрот репы производят по ранее описанному способу. Из картофеля получают сухое картофельное пюре. Для этого картофель инспектируют, очищают, нарезают на пластины толщиной 14–20 мм, еще раз промывают с целью удаления свободного крахмала и направляют на варку. Варку проводят паром при температуре 98–100 °С в течение 20–40 мин. Сваренный картофель измельчают в пюре и смешивают в смесителе с предварительно пассерованными при температуре 120 °С в свином жире овощами (морковь, лук, сельдерей и сладкий перец) и пастеризованным молоком при температуре не ниже 70 °С. После протирают еще раз через перфорированную поверхность с отверстиями диаметром 0,5–1,0 мм. Полученную суспензию направляют в распылительную сушилку. Температура воздуха на входе в сушильную камеру должна составлять 160–180 °С, на выходе 65–85 °С. Высушенный картофель просеивают.

CO₂-экстракты перца душистого, черного молотого, горчицы, пертушки и укропа наносят на пищевую соль.

Подготовленную соль и лавровый лист соединяются с основными компонентами и тщательно перемешиваются в смесительной машине, откуда полуфабрикат поступает в расфасовочный аппарат.

Бульонный кубик производят из биотрансформированной мясной массы механической дообвалки спино-лопаточной и пояснично-кресцовой частей кур.

Приготовление супа-пюре свекольного с курицей

CO₂-шрот свеклы и моркови производят по ранее описанному способу. Сладкий перец, лук и сельдерей пассеруют при температуре 120 °С в свином жире, протирают через перфорированную поверхность с отверстиями диаметром 0,5–1,0 мм и направляют в распылительную сушилку. Температура воздуха на входе в сушильную камеру должна составлять 160–180 °С, на выходе 65–85 °С.

CO₂-экстракты перца душистого, черного молотого, горчицы, пертушки и укропа соединяют с солью.

Подготовленную соль и лавровый лист соединяются с основными компонентами и тщательно перемешиваются в смесительной машине, откуда полуфабрикат поступает в расфасовочный аппарат.

Бульонный кубик производят из биотрансформированной мясной массы механической дообвалки спино-лопаточной и пояснично-кресцовой частей кур.

Приготовление супа-пюре из репы с индейкой

CO₂-шрот репы и моркови производят по ранее описанному способу.

Сладкий перец, лук и сельдерей пассеруют при температуре 120 °С в свином жире, протирают через перфорированную поверхность с отверстиями диаметром 0,5–1,0 мм и направляют в распылительную сушилку. Температура воздуха на входе в сушильную камеру должна составлять 160–180 °С, на выходе 65–85 °С.

CO₂-экстракты перца душистого, черного молотого, горчицы, пертушки и укропа наносят на пищевую соль.

Подготовленную соль и лавровый лист соединяются с основными компонентами и тщательно перемешиваются в смесительной машине, откуда полуфабрикат поступает в расфасовочный аппарат.

Бульонный кубик производят из биотрансформированной мясной массы из кожи с шеек и тушек индеек по способу приведенному в данной технологической инструкции.

Фасовка

Упаковывание супов-пюре в потребительскую тару должно быть в пачки по ГОСТ 33781-2016 из картона для упаковывания сыпучих продуктов с внутренним пакетом из полилактида (масса нетто 0,05 кг ± 5,0 %). Бульонный кубик массой 16 г упаковывается дополнительно в пергамент.

Во все рецептуры супов-пюре включены CO₂-шроты облепихи, шиповника, смородины черной, малины, ромашки аптечной, душицы обыкновенной, эхинацеи пурпурной.

На рисунке 4 показана степень обеспеченности продукта «Суп-пюре из репы с индейкой» основными пищевыми компонентами.

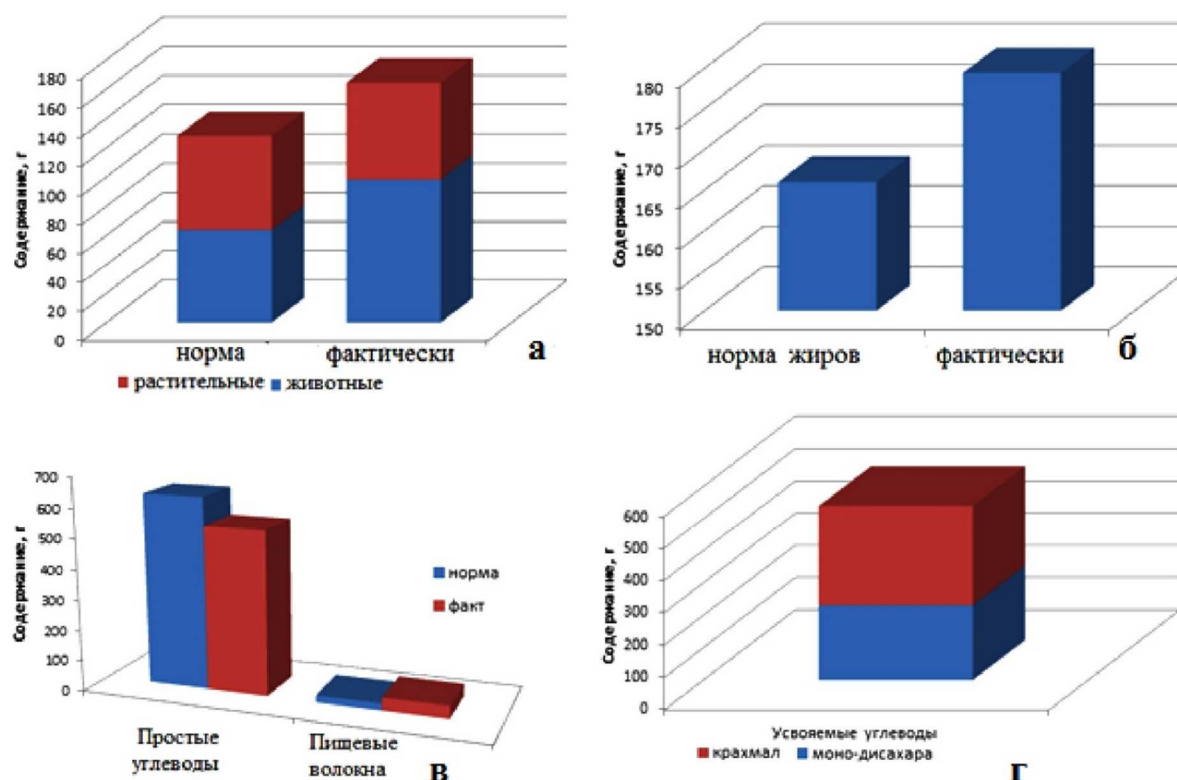


Рисунок 4 – Степень обеспеченности продукта «Суп-пюре из репы с индейкой» основными пищевыми компонентами:

а – белки; б – жиры; в – простые углеводы; г – сложные углеводы

Разработанные авторами продукты питания обладают повышенным содержанием белков и липидов, по сравнению с традиционными рецептурами.

Принципы составления меню для людей, работающих в арктических условиях

Пища является основным источником энергии при работе людей на холоде. Люди, работающие в условиях низких температур, должны получать с пищей больше животных и растительных белков, при расщеплении которых 40 % энергии преобразуется в тепло.

Пища полярника должна содержать белков 30 %, жиров 20 % и углеводов 50 %. На завтрак рекомендуется готовить каши (например, гречневую с орехами, цукатами, сливочным маслом). На обед – горячие супы-пюре (с телятиной, мясом птицы или рыбы).

Вот, например, меню для команды атомного ледокола «Вайгач»:

Завтрак: омлет с беконом, рулет бисквитный, чай с лимоном.

Обед: рассольник, шницель рубленый с картофельным пюре, салат из свежих овощей, морс, фрукты.

Полдник: сыр, колбаса, чай с лимоном.

Ужин: поджарка из свинины, пшено, морс.

На рисунке 5 представлено фактическое обеспечение калорийности белками, жирами, углеводами, при данном суточном меню.

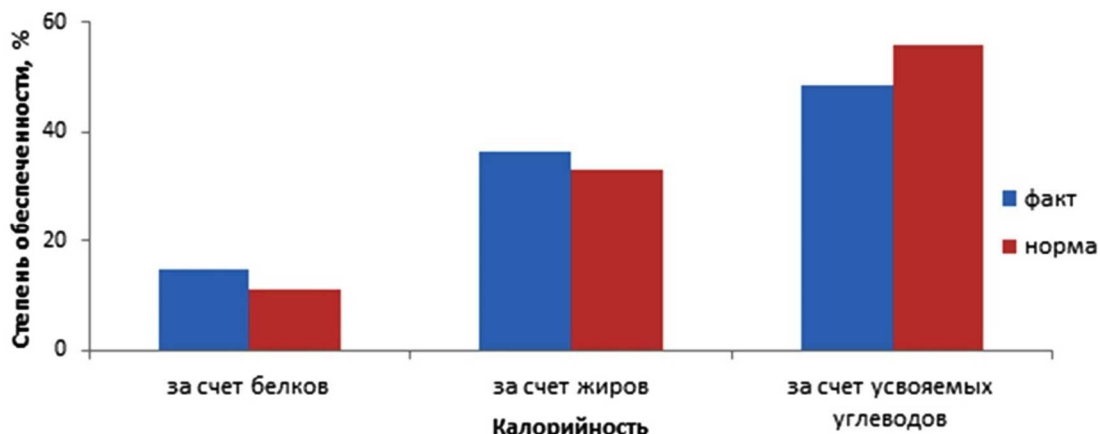


Рисунок 5 – Степень обеспеченности калорийности суточного рациона основными пищевыми веществами, %

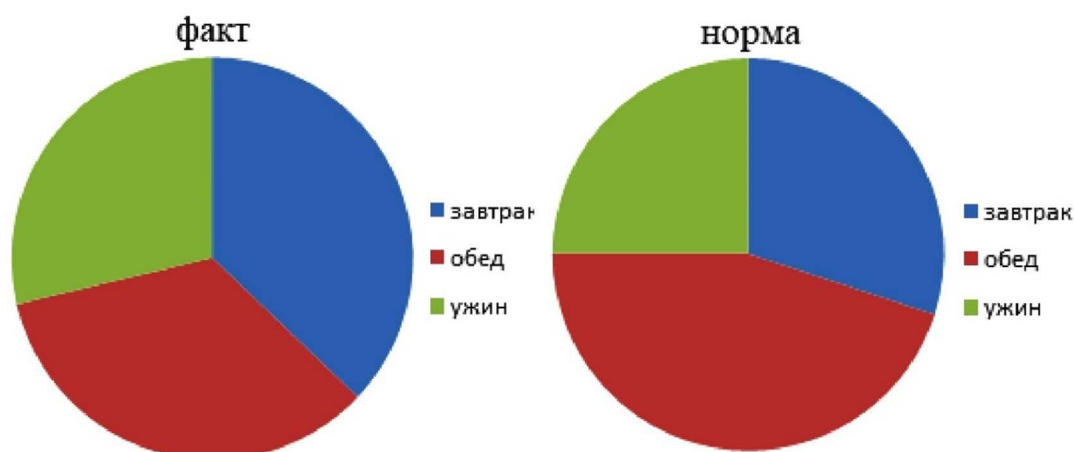


Рисунок 6 – Распределение калорийности рациона по приёмам пищи

Как видно из данных рисунков 5 и 6, рекомендуемое распределение калорийности питания людей, работающих в условиях низких температур, значительно отличается от обычных рационов питания.

Результаты

Разработаны примерные рецептуры и рекомендации по основам питания людей, работающих в условиях низких температур.

Выводы

Во время работы на предприятиях Крайнего Севера рекомендуется соблюдать режим приема пищи. При многочасовой тяжелой физической работе сохранить здоровье и работоспособность позволит качественный высококалорийный пищевой рацион. Желательно организовать регулярный прием горячей пищи. Периодически, во время отдыха, следует устраивать перекусы сухими орехово-фруктовыми или шоколадными завтраками.

Такой режим необходим для сохранения и поддержания работоспособности в течение дня. Целесообразно следующее распределение калорийности: на завтрак 30 %, на обед 40 %, на перекусы 5 % и на ужин 35 %.

Расчетная масса такого рациона составляет около 1 кг в день. Однако, высокую калорийность до 7 тыс. ккал при такой массе продуктов можно получить только за счет

преимущественного использования животных жиров и растительного масла. Но высококалорийная пища должна быть еще и достаточной по объему, для придания ощущения сытости. Рекомендуемое соотношение белков 30 %, жиров 20 %, углеводов 50 %. В случае высоких нагрузок можно увеличить содержание жиров до 30 %, включая масло оливковое или подсолнечное, сало, масло топленое, шпик.

В условиях холодового стресса и физических нагрузок потребность организма человека в энергии возрастает до 7–8 тыс. ккал в сутки.

Авторами предложены высококачественные специализированные продукты, прошедшие термическую обработку и не требующие варки. Для приема пищи достаточно растворить бульонные кубики в кипятке.

Литература

1. Батурин А.К. Изучение питания, антропометрических показателей и состава тела у коренного и пришлого населения Российской Арктики / А.К. Батурин [и др.] // Вопросы питания. – 2017. – Т. 86. – № 5. – С. 11–16.
2. Евменова Л.Н. Традиционная пищевая культура народов Сибири // Вестник славянских культур. – 2018. – Т. 48. – С. 67–75.
3. Еганян Р.А. Особенности питания жителей Крайнего Севера России (обзор литературы) // Профилактическая медицина. – 2013. – № 5. – С. 41–47.
4. Ермош Л.Г. [и др.]. Анализ питания работников тяжелого труда, вахтовым методом в условиях крайнего Севера // Российская Арктика. – 2018. – № 3. – С. 73–92.
5. Зворыкина Ю.В., Зворыкина Е.И. Особенности внедрения биотехнологий и оптимизации северного завоза для обеспечения продуктами питания в Арктике // Российская Арктика. – 2018. – № 3. – С. 4–23.
6. Иванова Г.В., Сафронова Т.Н. Особенности питания коренного населения арктической зоны Российской Федерации // Российская Арктика. – 2018. – № 3. – С. 63–70.
7. Касьянов Г.И., Мишкевич Э.Ю. К вопросу о роли криопротекторов в обеспечении холодоустойчивости организма / в сборнике материалов международной научно-практической конференции «Эксклюзивные технологии производства мясных, молочных и рыбных продуктов». – 2019. – С. 12–15.
8. Кочкин Р.А. Влияние потребления различных видов жиров на устойчивость центральной нервной системы к холодовому стрессу / Р.А. Кочкин [и др.] // Вопросы питания. – 2018. – Т. 87. – № 55. – С. 29–30.
9. Мишкевич Э.Ю. Коррекция рецептур паштетов пищевыми добавками / в сборнике матер. междунар. науч.-техн. конф. «Инновационные технологии, оборудование и добавки для переработки сырья животного происхождения». – Краснодар : КубГТУ, 2018. – С. 75–76.
10. Попов В.Г., Белина С.А. Актуальность создания специализированных продуктов питания для населения, проживающего в условиях Арктики // Научные труды КубГТУ. – 2016. – № 14. – С. 905–913.
11. Alimov A.A. Social and economic aspects of the development of the arctic region's indigenous population in the framework of the sustainable development concept // Общество. Среда. Развитие (Terra Humana). – 2017. – № 4. – С. 38–46.
12. Andersen S., Jakobsen A., Laurberg P. Vitamin D status in North Greenland is influenced by diet and season: indicators of dermal 25-hydroxy vitamin D production north of the Arctic Circle. – DOI: <https://doi.org/10.1017/S0007114512004709> Published online by Cambridge University Press: 27 November 2012.
13. Evengard B. Vulnerable populations in the Arctic, 2011 // Global Health Action, № 4.
14. Ford J.D. et al. Vulnerability of aboriginal health systems in Canada to climate change Global Environmental Change (2010) 20(4):668–680.
15. Healey G.K. et al. Community perspectives on the impact of climate change on health in Nunavut, Canada // Arctic (2011) 64(1):89–97.
16. Jeppesen C., Bjerregaard P., & Jørgensen M. (2014). Dietary patterns in Greenland and their relationship with type 2 diabetes mellitus and glucose intolerance. Public Health Nutrition, 17, 462–470. doi: 10.1017/S136898001300013X
17. Kamrul Hossain. Globalization, Climate Change, and Indigenous Peoples in the Arctic // Globalization, International Law, and Human Rights, 2012.
18. Knudsen, A.-K.S., Long, M., Pedersen, H.S., & Bonefeld-Jørgensen, E.C. (2015). Lifestyle, reproductive factors and food intake in Greenlandic pregnant women: The ACCEPT-sub-study. //International Journal of Circumpolar Health, 74(1), 29469. doi: 10.3402/ijch.v74.29469.

19. Sowa F. (2015). Kalaalimernit: The Greenlandic taste for local foods in a globalized world. *Polar Record*, 51(258), 290–300 doi: 10.1017/S0032247414000187

References

1. Baturin A.K. Study of nutrition, anthropometric indices and body composition in the indigenous and incoming population of the Russian Arctic (in Russian) / A.K. Baturin [et al] // *Nutrition issues*. – 2017. – Vol. 86. – № 5. – P. 11–16.
2. Evmenova L.N. Traditional food culture of the Siberian peoples // *Bulletin of the Slavic cultures*. – 2018. – Vol. 48. – P. 67–75.
3. Yeganyan R.A. Features of a foodstuff of inhabitants of Far North of Russia (literature review) // *Prophylactic medicine*. – 2013. – № 5. – P. 41–47.
4. Yermosh L.G. [et al]. Analysis of power supply of workers of heavy work, by a rotational method in conditions of the extreme North (in Russian Arctic). – 2018. – № 3. – P. 73–92.
5. Zvorykina Yu.V., Zvorykina E.I. Peculiarities of the introduction of the biotechnologies and optimization of the northern import for a food supply in Arctic // *Russian Arctic*. – 2018. – № 3. – P. 4–23.
6. Ivanova G.V., Safronova T.N. Peculiarities of the indigenous population nutrition of the Russian Arctic zone // *Russian Arctic*. – 2018. – № 3. – P. 63–70.
7. Kasianov G.I., Mishkevich E.Yu. To a question on a role of cryoprotectors in maintenance of cold stability of an organism (in collection of materials of the international scientific-practical conference «Exclusive technologies of manufacture of meat, dairy and fish prod products»). – 2019. – P. 12–15.
8. Kochkin R.A. Influence of consumption of various kinds of fats on stability of the central nervous system to cold stress / R.A. Kochkin [et al] // *Nutrition issues*. – 2018. – Vol. 87. – № 55. – P. 29–30.
9. Mishkevich E.Yu. Correction of pâté recipes by food additives / in collection of mater. of the international scientific-technical conf. «Innovative technologies, equipment and additives for pre-processing of raw materials of animal origin». – Krasnodar : Kuban State Technical University, 2018. – P. 75–76.
10. Popov V.G., Belina S.A. Actuality of creation of specialized foodstuffs for the population living in the Arctic conditions // *Proc. of Kuban State Technical University*. – 2016. – № 14. – P. 905–913.
11. Alimov A.A. Social and economic aspects of the development of the arctic region's indigenous population in the framework of the sustainable development concept // *Society. Wednesday. Development (Terra Humana)*. – 2017. – № 4. – P. 38–46.
12. Andersen S., Jakobsen A., Laurberg P. Vitamin D status in North Greenland is influenced by diet and season: of dermal 25-hydroxy vitamin D production north of the Arctic Circle. – DOI: <https://doi.org/10.1017/S0007114512004709> Published online by Cambridge University Press: 27 November 2012.
13. Evengard B. Vulnerable in the Arctic, 2011 // *Global Health Action*, № 4.
14. Ford J.D. et al. Vulnerability of aboriginal health systems in Canada to climate change *Global Environmental Change* (2010) 20(4):668–680.
15. Healey G.K. et al. Community perspectives on the impact of climate change on health in Nunavut, Canada // *Arctic* (2011) 64(1):89–97.
16. Jeppesen C., Bjerregaard P., & Jørgensen M. (2014). Dietary patterns in Greenland and their relations with type 2 diabetes mellitus and glucose intolerance. *Public Health Nutrition*, 17, 462–470. doi: 10.1017/S136898001300013X
17. Kamrul Hossain. *Globalization, Climate Change, and Indigenous Peoples in the Arctic* // *Globalization, International Law, and Human Rights*, 2012.
18. Knudsen, A.-K.S., Long, M., Pedersen, H.S., & Bonefeld-Jørgensen, E.C. (2015). Lifestyle, reproductive and food intake in Greenlandic pregnant women: The ACCEPT-sub-study // *International Journal of Circumpolar Health*, 74(1), 29469. doi: 10.3402/ijch.v74.29469
19. Sowa F. (2015). Kalaalimernit: The Greenlandic taste for local foods in a globalized world. *Polar Record*, 51(258), 290–300 doi: 10.1017/S0032247414000187

УДК 004.5

**ОБЩЕЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О РАСПОЗНАВАНИИ ЛИЦ:
МЕТОД ГЛОБАЛЬНЫХ ТОЧЕК, ЛОКАЛЬНЫХ ПРИЗНАКОВ.
АЛГОРИТМЫ И ПРОБЛЕМЫ**



**GENERAL REPRESENTATION OF THE RECOGNITION OF SPEAKING SPEECH:
CONTEXT-DEPENDENT METHODS,
CLASSICAL ALGORITHMS AND PROBLEMS**

Носова Ю.С.

Кубанский государственный
технологический университет
ktgr11@mail.ru

Терехов Н.Г.

Кубанский государственный
технологический университет
ktgr11@mail.ru

Сычев Ф.В.

Кубанский государственный
технологический университет
ktgr11@mail.ru

Аннотация. В статье представлены общие сведения, которые необходимы для изучения и понимания процессов, алгоритмов и систем распознавая лица человека, конвертации данных в гистограммы для дальнейшего анализа полученной информации. В статье по пунктам описаны при помощи наглядного графа несколько методов по обработке лица, верификации и идентификации человека. Показан алгоритм метода по которому нейронные сети вычисляют дескрипторы, на основе которых определяется личность человека. Также был рассмотрен и изучен алгоритм, работающий на основе шаблонов с которыми сравнивается динамическая область на входном изображении. Приведены примеры использования изученной технологии а также изложены потенциально-возможные области ее применения. Подробно изложены актуальные проблемы технологии распознавания лица человека со статистикой из различных источников и предполагаемые пути решения этих проблем.

Ключевые слова: распознавание лица, каскады Хаара, метод Виолы-Джонса, метод глобальных точек, локальных признаков, дескриптор, гистограмма.

Nosova Yu.S.

Kuban State Technological University
ktgr11@mail.ru

Terekhov N.G.

Kuban State Technological University
ktgr11@mail.ru

Sichev F.V.

Kuban State Technological University
ktgr11@mail.ru

Annotation. The article provides general information necessary for studying and understanding the processes, algorithms and systems for face recognizing, converting data into histograms for further analysis of the received information. The article says that there are several methods of facial treatment. The algorithm calculates the descriptors on the basis of which the person's personality is determined. The algorithm was developed based on templates. The article provides examples of how the studied technology is used and how it may be used in the future. All these sources and suggested solutions to these problems.

Keywords: face recognition, Haar's cascades, Viola-Jones's method, global points method, local signs, descriptor, histogram.

Н а сегодняшний день тема распознавания лиц и образов является крайне актуальной, поскольку эта технология используется во многих областях: на рынке биометрии, в системах безопасности городов и стран, а также для идентификации пользователя в современных смартфонах.

По данным аналитиков J'son & Partners Consulting, к началу 2019 года часть технологий распознавания лиц в общем объеме российского биометрического рынка составила почти 50 %, а в течение последующих четырех лет эта сфера рынка показала рост на уровне 106,7 % в год. Растущий спрос эксперты и аналитики связывают с прорывом технологий в области машинного обучения, а также с большим интересом крупных инвесторов к российским проектам, разрабатывающих алгоритмы face recognition. Сейчас технология распознавания лиц получает в России существенную поддержку со стороны государства, в том числе на законодательном уровне [1].

На основе вышеперечисленных фактов, мы можем сделать вывод, что область применения будет в ближайшее время непрерывно расширяться в связи с несомненным удобством для пользователя, с технологическим прорывом в этой области для повышения уровня безопасности как в работе с документами, так и с обычным использованием современной техники, а также с ростом финансирования как иностранными, так и отечественными инвесторами.

На данный момент существует 2 распространенных метода программной реализации распознавания лица: создание опорных точек на лице (глобальные признаки лица) и метод Виолы-Джонса (каскады Хаара, локальные признаки лица).

Метод локальных признаков лица

Метод Виолы-Джонса работает на основе шаблонов. Если они соответствуют конкретным областям на изображении, можно считать, что на фото изображено лицо человека. К примеру шаблоны носа, губ, глаз, рта, подбородка и другие. Они являются локальными признаками лица. Вот пример графического изображения шаблонов:

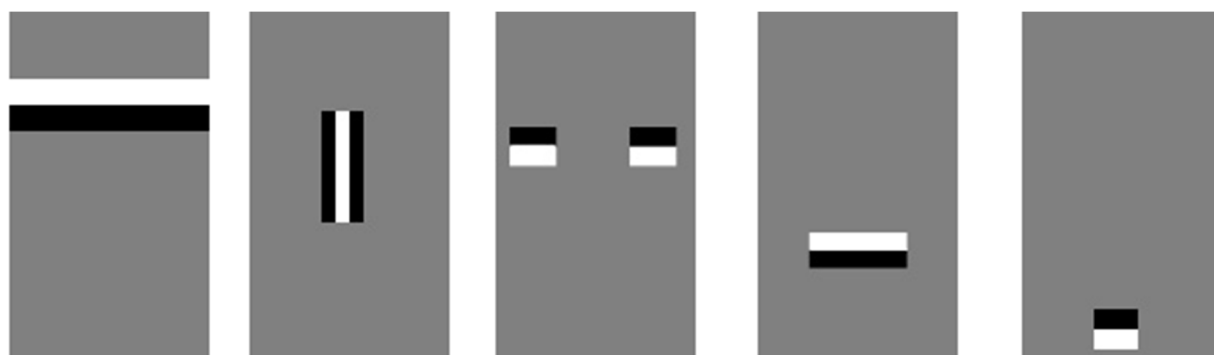


Рисунок 1 – Шаблоны для поиска лица [2]

Для каждого из них считается разность между яркостью белой и черной области. Это значение сравнивается с уже известным и определяются параметры лица человека. Если применить шаблон к целой картинке, программа не найдет лиц, так как они будут меньше шаблонов. Для поиска лица на изображении используется метод скользящего окна. После каждого прохождения изображения размер окна увеличивается и процедура повторяется.

После поиска лица на изображении необходимо определить, верное ли лицо нашла программа и не перепутала ли с другим человеком. Для решения этой проблемы используется алгоритм Local Binary Patterns. Суть его заключается в том, что изображение разбивается на части, в которых каждый пиксель сравнивается с соседними 8 пикселями. Если значение центрального пикселя больше соседнего, то присваивается значение 0, иначе 1. Таким образом каждый пиксель получает свое значение, на основе которого считается гистограмма. Все гистограммы со всех частей объединяются в один вектор, характеризующий изображение. Для сравнения 2 лиц требуется вычислить для каждого такой вектор и сравнить их.

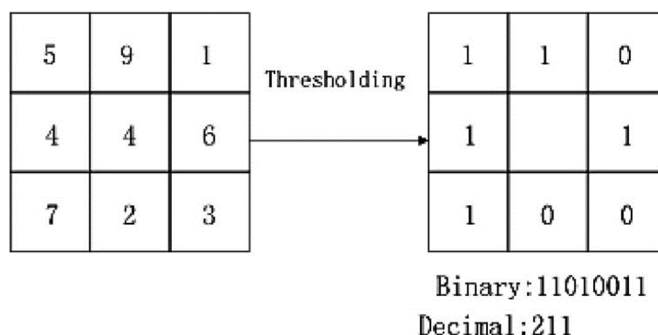


Рисунок 2 – Сравнение значений пикселей [2]

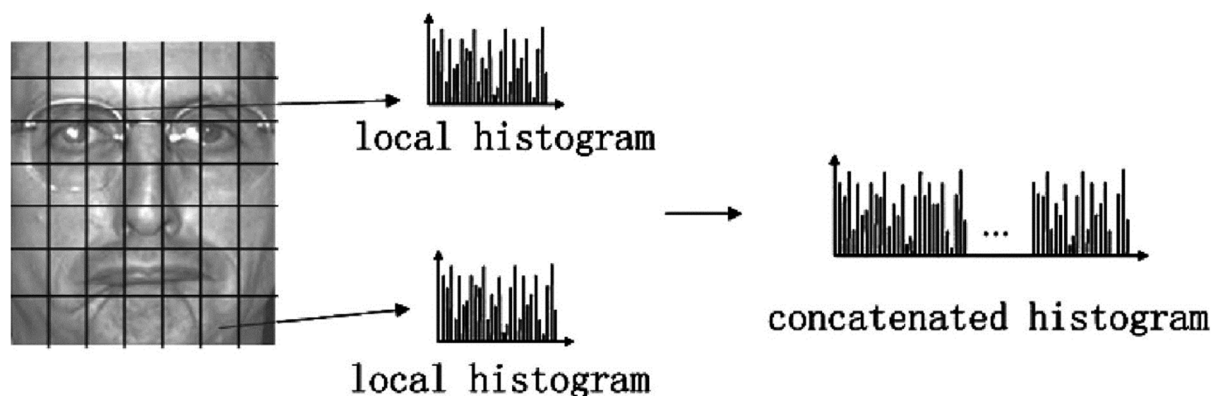


Рисунок 3 – Построение гистограммы [2]

Данный метод распознавания лиц широко используется в тех случаях, когда важно найти человека на изображении и сравнить с другим, но при этом не сохранять значения вектора лица для последующей идентификации. К примеру он используется в мобильных приложениях. К примеру в галерее, где можно найти все изображения с определенными людьми [2].

Метод глобальных точек

Второй способ распознавания лица построен на двух стадиях идентифицирования и верифицирования с использованием метода глобальных точек. Этот метод работает со всем лицом в целом. Один из самых известных алгоритмов создания глобальных точек – нейросети. Дмитрий Антонов, управляющий Департаментом развития продукции компании ISS, утверждает превосходство «сверточных нейросетей» над «классической»: использование нейросетей не зависит от совместного поведения людей, от качества и требований к монтажу камер, а также распознает в широком диапазоне, учитывая динамическое освещение.

Генеральный директор VisionLabs Александр Ханин утверждает, что современная технология, основанная на сверточных нейронах, не требует дорогого оборудования и легко применима в различных сферах деятельности. Распознавание происходит путем вычисления расстояния между дескрипторами лиц. Их вычисление происходит с помощью специальных алгоритмов, преобразующих входное изображение в вектора значений [3].

1. Face detection

Нейросеть выделяет лицо человека. Это может быть как на фото, так и на трансляции камер в общественных местах в целях порядка и на телефоне для фокусировки изображения на лице.

2. Facial features detection

Выделяются антропометрические базисы на лице. Нейросеть находит опорные точки на лице, которые являются основными характеристиками человека. Алгоритм для каждой программы такого рода является индивидуальным для разработчиков в целях коммерческой тайны.

3. Face normalization

Система производит дополнительные преобразования изображения с целью коррекции цвета лица, устранения наклона головы и других внешних косметических характеристик, позволяющих более точно произвести распознавание лица.

4. Feature extraction and descriptor computation

Программа вычисляет вектор лица (дескриптор), который описывает основные характеристики человека, независимо от возраста, причёски, макияжа и шрамов, анализирует специальные признаки, определяющие текстуру кожи отдельных участков лица. Сравнение таких векторов позволяет выявить соответствие между двумя лицами.

5. Verification

Происходит сравнение дескриптора с уже известным в базе данных или вносится новый шаблон для последующего опознания личности в будущем [1].

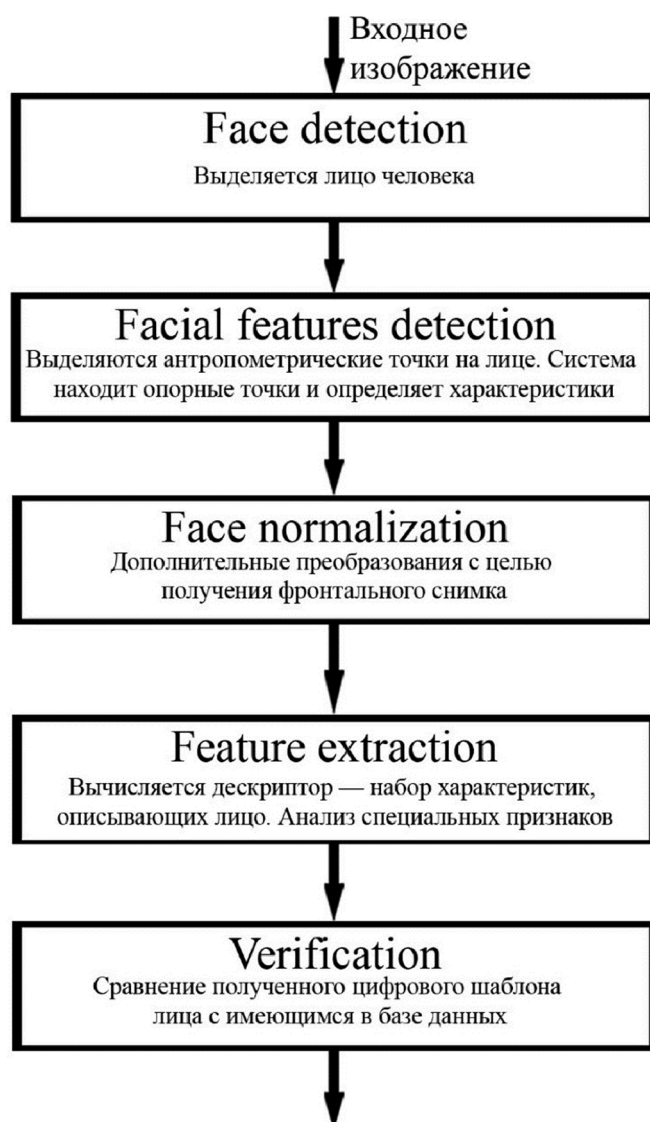


Рисунок 4 – Алгоритм распознавания лица с использованием глобальных точек [3]

Области применения алгоритмов с глобальными точками

В настоящее время технология распознавание лиц очень широко используется во многих отраслях и сферах деятельности. На сегодняшний день можно встретить эту технологию почти везде. Например:

- Министерство Внутренних Дел России тестирует камеры-видеорегистраторы с функцией распознавания лиц. По успешным результатам испытаний вскоре функция распознавания появится у портативных видеорегистраторов, которые уже применяются в полиции. Камера по размеру немного меньше рации и крепится на одежду человека. Она анализирует видеопоток и выделяет из него лица людей, данные о которых через интернет (в устройство можно вставить сим-карту) отправляет на сервер. В некоторых странах, например, в США и в Китае, в распоряжении полиции есть не только такие устройства, но и умные очки.

- Для многих организаций, в частности, для сетевого ритейла, актуальная задача – обнаружить человека из «черного списка» (ранее совершившего кражу или подозреваемого в незаконных действиях).

- На банковском рынке с первого июля 2018 года российские банки начали сбор биометрических данных клиентов. Пройдя идентификацию в системе, клиент может с помощью голоса и фотоизображения удаленно открыть счет или заказать выпуск карты на портале госуслуг. «Альфа-Банк» производит сбор биометрических данных для Единой биометрической системы более чем в 100 отделениях по всей стране [4].

Проблемы распознавания лица

Сканирование лиц близнецов и детей

Большинство современных алгоритмов для распознавания лиц не рекомендуются использовать детям до 13 лет, поскольку могут возникнуть проблемы, так как до этого возраста черты лица детей не полностью развиты, а также близнецам по понятным причинам.

Аксессуары как помеха распознаванию лиц

Многие люди в наше время носят очки, шарфы, а также наносят макияж, что существенно усложняет работу для алгоритма, так как это меняет текстуру кожи.

Мошенничество

На сегодняшний день мошенники могут обмануть систему идентификации по сканированию образа человека, взяв фото, к примеру, из социальной сети. Данный вид мошенничества может использоваться при краже смартфона, в котором используется технология распознавания лица для идентификации пользователя и совершения операций с его денежными средствами на банковском счету.

Возможные ошибки алгоритма

Существуют ошибки в случаях, когда человека нет в базе данных, но мы его опознаем, и ошибки когда человек есть в базе данных, но алгоритм его пропустил. Такие ошибки называются «false access rate» и «false reject rate» соответственно.

По статистике на базу данных в 10 000 человек сработает 1 ложное совпадение. Таким образом база из 100 людей в розыске среди 100 000 жителей выдаст 1000 ложных срабатываний, которые придется проверять вручную [4].

Заключение

Исходя из вышеперечисленных проблем можно предложить логические изменения в сторону улучшения данной технологии. Распознавание лиц это очень хороший инструмент, который позволяет находить преступников. Но его внедрение требует очень точного анализа всех параметров, к примеру программа может сравнивать не все точки на лице в случаях, когда на человека надеты очки либо шарф. Это увеличит количество ошибочных сравнений, но при этом повысит вероятность поиска лиц, находящихся в розыске.

Для защищенности основных данных, к примеру, на телефоне в случае кражи рекомендуется не использовать защиту распознаванием лица для доступа к важным данным и приложениям: к банковским реквизитам, личной информации и т.п.

Исходя из статьи можно быть твердо уверенным, что рассматриваемая технология является актуальной, но безусловно требующей доработки в связи с тем, что имеет ограничения на использование компаниями, либо же отдельными физлицами.

Литература

1. Распознавание лиц: как это работает и что с ним будет дальше? – Дата добавления: 25.12.2017. – URL : <https://hi-news.ru/technology/raspoznavanie-lic-kak-eto-rabotaet-i-cto-s-nim-budet-dalshe.html> (дата обращения: 12.11.2019).
2. Распознаем лица на фото с помощью Python и OpenCV. – Дата добавления: 18.05.2016. – URL : <https://habr.com/ru/post/301096/> (дата обращения: 15.11.2019).
3. Кто и как использует технологии распознавания лиц в России. – Дата добавления: 04.07.2019. – URL : <https://rb.ru/longread/facial-recognition/> (дата обращения: 18.11.2019).
4. Правда и ложь систем распознавания лиц. – Дата добавления: 30.07.2018. – URL : <https://habr.com/ru/company/recognitor/blog/418127/> (дата обращения: 19.11.2019).

References

1. Face recognition: how does it work and what happens to it? – Addendum date: 25.12.2017. – URL : <https://hi-news.ru/technology/raspoznavanie-lic-kak-eto-rabotaet-i-cto-s-nim-budet-dalshe.html> (address date : 12.11.2019).

2. Recognition of faces in the photo with Python and OpenCV. – Date of adding: 18.05.2016. – URL : <https://habr.com/ru/post/301096/> (date of address : 15.11.2019).
3. Who and how uses face recognition technologies in Russia. – Date of addition: 04.07.2019. – URL : <https://rb.ru/longread/facial-recognition/> (date of address : 18.11.2019).
4. Truth and lies of facial recognition systems. – Date of addition: 30.07.2018. – URL : <https://habr.com/ru/company/recognitor/blog/418127/> (date of address : 19.11.2019).

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

**ВОСПИТАТЕЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ
РЕЧЕВОЙ КУЛЬТУРЫ СТУДЕНТОВ
(ЛИНГВОДИДАКТИЧЕСКИЙ АСПЕКТ)**



**EDUCATIONAL VALUE OF FORMATION
SPEECH CULTURE OF STUDENTS
(LINGUO-DIDACTIC ASPECT)**

Дворная Зинаида Михайловна

кандидат филологических наук,
доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
zinaida11-12@ya.ru

Дворная Зинаида Львовна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
orchid170919@yandex.ru

Аннотация. Проводится анализ взаимосвязи речевых компетенций с формированием профессиональных навыков будущих специалистов инженерного профиля. Показывается роль речевой культуры в формировании общекультурных, профессиональных, языковых компетенций.

Ключевые слова: общекультурные компетенции, речевое мастерство, профессиональные компетенции, речемыслительный процесс, когнитивный.

Dvornaya Zinaida Mikhailovna

Candidate of philological sciences,
Associate Professor,
Kuban state technological University
zinaida11-12@ya.ru

Dvornaya Zinaida Lvovna

Student,
Kuban state technological University
orchid170919@yandex.ru

Annotation. The analysis of interrelation of speech competences with formation of professional skills of future specialists of an engineering profile is carried out. The role of speech culture in the formation of General cultural, professional and linguistic competences is shown.

Keywords: General cultural competence, speech skills, professional competence, speech process, cognitive.

Речевая культура представляет собой один из важных компонентов аксиологических понятий «интеллигентность», «воспитанность», характеризующих личность с точки зрения общего культурного уровня и уровня образованности. Углубленное изучение в негуманитарных вузах Российской Федерации культуры речевого общения позволяет расширить представление студентов о русском литературном языке как инструменте речевой коммуникации в научной, социальной, производственной, экономической и в других сферах деятельности.

Эта идея отражена в Рабочей программе дисциплины «Русский язык и культура речи» в разделах, посвященных изучению актуальных тем: основные аспекты культуры речи, качества хорошей речи, функциональные стили, их жанровое многообразие, развитие навыков устного и письменного делового общения, структурирование студенческих научных работ, языковые нормы и их варианты, исправление речевых ошибок [1].

Акцент на развитие речевой культуры обучающихся в системе высшего образования РФ не случаен. Он имеет важное воспитательное значение, а именно: успешное усвоение теоретических основ культуры речи и их практическое применение в учебной и во внеучебной деятельности позволяет будущим выпускникам бакалавриата и специалитета осуществлять разнообразные профессиональные, социальные и научные задачи [2], успешно реализовать творческие замыслы, позиционировать себя в качестве высокообразованных, эрудированных, креативных, перспективных дипломированных специалистов.

Начальный этап формирования основ речевой культуры осуществляется в процессе обучения учащихся в средней общеобразовательной школе. Очевидно, что основную роль в усвоении главных аспектов культуры речи в подростковом и в старшем школьном возрасте играют такие дисциплины, как: «Современный русский язык», «Отечественная литература», «Зарубежная литература», «Основы делового общения» и другие.

Следующий этап формирования речевых навыков и развития речевой культуры происходит в процессе обучения студентов в высших учебных заведениях. Этому способствует включение в начале XXI века в программный учебный комплекс актуальной и важной дисциплины «Русский язык и культура речи» в качестве обязательной или рекомендуемой для изучения в российских вузах всех профилей.

Помимо обучения основам культуры речи учебная программа в негуманитарных вузах предполагает изучение студентами ряда смежных лингвистических дисциплин по выбору. Среди них наиболее популярными признаны следующие предметы: «Деловая риторика», «Этика делового общения», «Язык делового общения», «Стилистика», «Документная лингвистика», «Культура делового общения» и другие.

Основной задачей рассматриваемых дисциплин является формирование и развитие общекультурных, профессиональных и языковых компетенций у студентов негуманитарных вузов.

Следует обратить внимание на воспитательное значение изучения лингвистических дисциплин, направленных на развитие речи, в вузах технического профиля. Основной задачей обучения студентов в инженерных вузах является формирование профессиональной компетентности в сфере техники, технологии или экономики, в области современных информационных технологий, а в дальнейшем, в различных направлениях производственной или экономической деятельности [3].

Профессиональная компетентность будущих представителей инженерных профессий представляет собой результат высокопрофессионального подхода ученых-исследователей, преподавателей-практиков, методистов и других сотрудников вуза к научно-учебной, научно-методической, воспитательной работе со студентами. Именно педагогическое мастерство преподавателей, глубокое знание возрастной психологии и педагогики высшей школы, а также высокий уровень исследовательской деятельности научных коллективов [4] способствуют усвоению учащимися основ технических, гуманитарных, обществоведческих дисциплин и направлены на формирование творческого мышления будущих специалистов.

С нашей точки зрения, формирование и развитие творческих способностей в процессе учебно-познавательной деятельности есть результат активизации и гармонизации интеллектуальной деятельности студентов, синтеза абстрактно-логического и конкретно-образного мышления.

Как известно, мыслительная деятельность неразрывно связана с речевой деятельностью и представляет собой единый речемыслительный процесс. Успешное взаимодействие речевых центров с высшими отделами мозга, отвечающими преимущественно за абстрактно-логическое мышление, долговременную память, ассоциативные связи, волевые процессы, позитивно влияет на формирование и развитие коммуникативных навыков, речевой культуры и речевого мастерства [5].

В свою очередь, речь каждого индивида демонстрирует его личностные характеристики, эксплицируя уровень образованности, особенности мировосприятия, проявление эрудиции, креативности, индивидуальные особенности мыслительной деятельности.

Результатом эффективной речемыслительной деятельности, на наш взгляд, является совершенствование когнитивных функций, что способствует в итоге гармонизации личности, усвоению этических норм, повышению уровня культуры, в том числе речевой [6], формированию целеустремленности, способности к самореализации в научной и в производственной сферах и, соответственно, повышению уровня профессионализма.

Таким образом, изучение лингвистических дисциплин, способствующих развитию и совершенствованию речевой культуры студентов технических вузов, имеет важное общеобразовательное и воспитательное значение: направлено на формирование общекультурных, языковых, профессиональных компетенций, следовательно, на повышение конкурентоспособности будущих специалистов.

Литература

1. Дворная З.М. Обучение языковым нормам в аспекте преподавания дисциплины «Русский язык и культура речи» // Инновационные процессы в высшей школе : материалы XVI Всероссийской научно-практической конференции. – Кубанский государственный технологический университет, 2010. – С. 138–139.

2. Дворная З.М. Актуальность формирования речевой культуры у студентов технических вузов // Инновационные процессы в высшей школе : материалы XVI Всероссийской научно-практической конференции. – Кубанский государственный технологический университет, 2010. – С. 139–140.
3. Шапошникова Т.Л. Информационно-вероятностные модели успешности учебной деятельности студентов // Научные труды КубГТУ. – Кубанский государственный технологический университет, 2016. – № 16. – С. 118-127.
4. Красина И.Б., Шапошникова Т.Л. Диагностика состояния исследовательской деятельности научных коллективов на основе информационных технологий // Инновационные процессы в высшей школе : материалы Международной конференции, посвященной 100-летию КубГТУ. – Кубанский государственный технологический университет, 2018. – С. 39–43.
5. Дворная З.М. Дидактический компонент развития речевой культуры студентов (в аспекте гуманитаризации технического образования) // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – 2019. – № 3. – С. 309–311.
6. Дворная З.М. К вопросу о роли спецкурса «От культуры речи к этике поведения» в процессе гуманитаризации технического образования // Инновационные процессы в высшей школе : материалы VII Международной научно-практической конференции. – Кубанский государственный технологический университет, 2001. – С. 236–237.

References

1. Dvornaya Z.M. Teaching language norms in the aspect of teaching the discipline «Russian language and culture of speech» // Innovative processes in higher education : proceedings of the XVI all-Russian scientific and practical conference. – Kuban state technological University, 2010. – P. 138–139.
2. Dvornaya Z.M. the Relevance of the formation of speech culture among students of technical universities // Innovative processes in higher education : proceedings of the XVI all-Russian scientific and practical conference. – Kuban state technological University, 2010. – P. 139–140.
3. Shaposhnikova T.L. Information-probabilistic models of success of educational activity of students. // Proceedings of the Kuban state University. – Kuban state technological University, 2016. – № 16. – P. 118–127.
4. Krasina I.B., Shaposhnikova T.L. Diagnostics of the state of research activity of scientific collectives on the basis of information technologies // Innovative processes in higher education : proceedings of the International conference dedicated to the 100th anniversary of KubSTU. – Kuban state technological University, 2018. – P. 39–43.
5. Dvornaya Z.M. Didactic component of the development of speech culture of students (in terms of humanization of technical education) // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House-South. – 2019, № 3. – P. 309–311.
6. Dvornaya Z.M. On the role of the special course «from the culture of speech to the ethics of behavior» in the process of humanization of technical education // Innovative processes in higher education : proceedings of the VII International scientific and practical conference. – Kuban state technological University, 2001. – P. 236–237.

ВЛИЯНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ УПРАЖНЕНИЙ НА УМСТВЕННЫЕ СПОСОБНОСТИ СТУДЕНЧЕСКОЙ МОЛОДЁЖИ



INFLUENCE OF PHYSICAL EXERCISES ON THE MENTAL ABILITIES OF STUDENT YOUTH

Миронова Сусана Хачатуровна

старший преподаватель кафедры,
Кубанский государственный
технологический университет

Мягкова Екатерина Сергеевна

Студент,
Кубанский государственный
технологический университет
kate201325@bk.ru

Аннотация. В данной статье сделан вывод, почему физическая культура считается важнейшим базовым компонентом в формировании общей культуры человека. Также рассмотрен вопрос о регулярных занятиях физической культурой и спортом, как универсальным средством, которое может помочь каждому противостоять напряженному ритму жизни, нервно-психическим перегрузкам, в том числе при умственном труде. В статье представлены научные выводы, которые доказывают, что регулярные физические упражнения благотворно влияют на умственную деятельность молодёжи и обновление тканей головного мозга. Важнейшими элементами формирования физической культуры студентов также является мотивационная сфера личности, широта и глубина теоретических и методико-практических знаний, умений и навыков в области физической культуры и ее видов.

Ключевые слова: физическая культура, умственные способности, двигательная активность.

Mironova Susana Khachaturovna

Senior Lecturer,
Kuban State Technological University

Myagkova Ekaterina Sergeevna

Student,
Kuban State Technological University
kate201325@bk.ru

Annotation. This article concludes why physical education is considered the most important basic component in the formation of a person's general culture. The issue of regular physical education and sports, as a universal tool that can help everyone withstand the intense rhythm of life, neuropsychic overloads, including mental work, was also considered. The article presents scientific findings that prove that regular exercise has a beneficial effect on the mental activity of young people and the renewal of brain tissue. The most important elements in the formation of students' physical culture are also the motivational sphere of personality, the breadth and depth of theoretical and methodological and practical knowledge, skills in the field of physical culture and its types.

Keywords: physical education, mental abilities, physical activity.

В современных условиях для тех, кто хочет быть здоров и успешен, возникают серьезные требования к нервно-эмоциональной составляющей человека, а также к интеллектуальному развитию. Для того чтобы преодолевать сложные ситуации, важно владеть теоретическими знаниями о влиянии физических упражнений на организм человека и применять их с целью оздоровления, профилактики и развития способностей. При недостатке движений происходит ухудшение здоровья человека, в том числе и его умственных способностей. Учёба в вузе сопровождается большим количеством стрессовых факторов, которые отрицательно влияют на моральное и физическое здоровье молодёжи. К провоцирующим факторам, которые ведут к ухудшению умственной деятельности и снижению интеллекта, относятся: постоянный недосып, нервное напряжение, неправильное питание, общее переутомление. Из-за этого студенты плохо и дольше усваивают новую информацию, что вызывает ещё больший стресс и напряжение. Малоподвижный образ жизни приводит к замедленному кровообращению, снижению тонуса сердечной мышцы. Во время занятий, пребывая большую часть в сидячей позе, студенты принимают неправильные позы, которые потом вызывают дискомфорт по всему телу. Во время лекции, сидя за партой, возникает перенапряжение мышц шейного отдела и плечевого пояса, что может привести к ухудшению осанки. При продолжительном письме напряжение скапливается в пальцах и кистях рук, что приводит к болезненным ощущениям и неправильному развитию мышц. Занятие физической культурой помогают избавиться от спазмов, напряжения и болей.

Учёными доказано, что упражнение, сопровождаемое мышечной работой, способно вызывать положительные изменения в организме человека. Физические упражнения направлены на профилактику, укрепление здоровья, восстановление нарушенных функций организма [1].

Физическую культуру разделяют на общую и специальную. Общая тренировка направлена на оздоровление, профилактику, укрепление и развитие организма человека. Специальная направлена на коррекцию и развитие функций, которые были нарушены из-за заболевания [2].

Учёными доказано, что между физической нагрузкой и умственными способностями есть прямая зависимость. Физические упражнения влияют на мозг, способствуют улучшению памяти. В процессе физической тренировки развивается деятельность коры головного мозга и функции нервной системы, также происходит взаимодействие процессов возбуждения и торможения нервных центров [3, с. 307].

При активной физической работе происходит интенсивный обмен веществ в клетках, что положительно влияет на синтез стволовых клеток для обновления тканей мозга и всего организма в целом [4].

В процессе тренировки увеличивается частота сердечных сокращений, что приводит к увеличению объёма крови и направлению большого количества крови не только в работающие мышцы, но и в мозг. Для хорошего функционирования мозга требуется благоприятный эмоциональный фон, а также поступление кислорода, который нужен для окислительных процессов, связанных с выработкой энергии. Работа сердечно-сосудистой и дыхательной систем обеспечивает доставку кислорода к тканям и органам [5].

Доказано, что спортивные тренировки увеличивают способность мозга концентрироваться на конкретной задаче. Физические нагрузки влияют на вещества, которые обеспечивают связь между нейронами мозга и восстанавливают нарушенный баланс нейромедиаторов, что помогает побороть депрессию.

Стрессоустойчивость помогает человеку переносить эмоциональные и умственные нагрузки, подавлять негативные эмоции. Для предотвращения стресса рекомендуется заниматься йогой, танцами, аэробикой, плаванием. Для эффективной деятельности мозга необходимо поступление импульсов от систем организма, которые наполовину состоят из мышц. Так, как при работе мышц в мозг поступает огромное количество нервных импульсов, которые обогащают и поддерживают его в работоспособном состоянии.

В процессе интеллектуальной деятельности в организме усиливается электрическая активность мышц, которая отражает напряжение скелетной мускулатуры [6 с. 178].

При длительном выполнении работы происходит привыкание к раздражителям, в результате чего запускается процесс торможения. Так, как кора головного мозга не способна справляться с продолжительным нервным возбуждением, оно начинает распространяться по всей мышечной системе. Избавиться от него возможно при помощи физических упражнений [7 с. 94].

Для долгого поддержания работоспособности головного мозга и нервной системы следует чередовать напряжение и сокращение разных мышечных групп, а также с последующим растяжением и расслаблением. Например: бег, ходьба, лыжи, коньки, ролики. В эффективной интеллектуальной деятельности главными условиями являются тренированный мозг и тело, мускулатура, которые помогают нервной системе справиться с умственными нагрузками. От уровня физической подготовки организма зависит активность и устойчивость внимания, память, обработка информации восприятия. Также от физических качеств организма зависит протекание психических процессов.

Полное восстановление организма возможно только при определенном уровне нагрузок, которые соответствует уровню физической подготовки конкретного человека. Следует учитывать, что небольшие нагрузки не окажут существенного воздействия, а чрезмерные приводят к переутомлению и снижению работоспособности.

Влияние на умственную деятельность интенсивных физических нагрузок выражается в активизации защитных процессов, которые являются средством тренировки и повышением умственной работоспособности.

Физические нагрузки вызывают перестройки функций организма, воздействуя на умственную способность, внимание, мышление, объем переработанной информации.

Также важной характеристикой студента является интеллект. Интеллект – способность к мышлению, рациональному познанию. Он характеризует умственные способности, которые формируются на протяжении всей жизни, но в основном в школьные и студенческие годы [8, с. 159].

Любая двигательная активность приводит к увеличению обменных процессов в организме. Нагрузки, которые оптимально подобраны, способствуют увеличению умственной и физической работоспособности. Но при значительном увеличении объема и частоты интеллектуальной и физической деятельности, возможно быстрое утомление и снижение эффективности труда, замедление скорости переработки информации, ухудшение памяти. Сигналом при перенапряжении организма служит утомление. Необходимо объективно оценивать свои возможности и подбирать упражнения исходя из состояния здоровья [9, с. 77].

Оценить уровень физического здоровья неподготовленному человеку сложно, поэтому медицинский осмотр является обязательным для прохождения студентами один раз в год. Специалист медицинского профиля может диагностировать отклонения в организме, дать необходимые рекомендации по выполнению тех или иных упражнений.

Неправильное выполнение физических упражнений будет неэффективным или может привести к серьезным травмам. Поэтому необходимо обязательное присутствие тренера, опытного специалиста на занятиях физической культуры. Также важны условия, в которых проводятся занятия, соблюдение температурного режима, освещенность, чистота спортивного оборудования.

Таким образом мы можем сделать вывод, что здоровый образ жизни молодежи способствует активизации творческого потенциала, формированию ценностного отношения к занятиям физической культурой, стимулированию процессов нравственного воспитания.

Литература

1. Гущина С.В. Состояние здоровья учащихся в высших учебных заведениях : Проблемы здоровья человека. Развитие физической культуры и спорта в современных условиях / тезисы доклада Межрегиональной научно-практической конференции. (Ставрополь, дата. 2009 г.). – Ставрополь, 2009. – С. 180.
2. Журавлева А.И. Спортивная медицина и лечебная физкультура / А.И. Журавлева, Н.Д. Граевская. – М. : Медицина, 1993. – С. 291–295.
3. Столяр К.Э. Практическое приложение теории функциональных систем при обучении новым движениям в процессе физического воспитания студентов высшего образования : Гуманитарное образование в экономическом вузе / К.Э. Столяр, С.Ю. Витько, И.Н. Антонова; материалы V международной научно-практической конференции. – М. : РЭУ им. Г.В. Плеханова, 2017. С. 303–311.
4. Джин Лоренс. Тренируй свой мозг. – 2000. – URL : <http://www.webmd.com/fitness-exercise/train-your-brain-withexercise>, свободный (дата обращения: 29.10.2019).
5. Любаев А.В. Влияние физических упражнений на умственную деятельность студентов и их взаимосвязь // Молодой ученый. – 2015. – № 18. – С. 423–425. – URL : <https://moluch.ru/archive/98/22112/> (дата обращения: 29.10.2019).
6. Полиевский С.А., Кабачков В.А. Профессиональная направленность физического воспитания в вузах. – М. : Высшая школа, 2005, – 190 с.
7. Абаскалова Н.П. Теория и практика формирования здорового образа жизни учащихся и студентов в системе «школа – вуз» : автореферат ... доктора дисциплины. – Барнаул, 2004. – 148 с.
8. Булич Е.В. Физиолого-гигиеническая характеристика влияния занятий физическим воспитанием на умственную работоспособность и психоэмоциональную устойчивость студентов // Ученые записки. – СГУ, 2011. – 320 с.
9. Виленский В.И. Физическая культура студента. – М. : Гардарики, 2005, – 110 с.

References

1. Gushchin S.V. State of health of pupils in higher educational institutions: Problems of human health. Development of physical culture and sport in modern conditions / thesis of the report of

- the Interregional Scientific and Practical Conference. (Stavropol, date. 2009). – Stavropol, 2009. – P. 180.
2. Zhuravleva A.I. Sports medicine and therapeutic physical training / A.I. Zhuravleva, N.D. Graevskaya. – M. : Medicine, 1993. – P. 291–295.
 3. Stolyar K.E. Practical application of the theory of functional systems in teaching new movements in the process of physical education of students of higher education : Gu-Manitarian Education in Economics / K.E. Stolyar, S.Y. Vitko, I.N. Antonova; materials of the V International Scientific and Practical Conference. – M. : G.V. Plekhanov Russian State University of Economics, 2017. – P. 303–311.
 4. Gene Lawrence. Train your brain. – 2000. – URL : <http://www.webmd.com/fitness-exercise/train-your-brain-withexercise>, free (accessed on 29.10.2019).
 5. Lyubaev A.V. Influence of physical exercises on mental activity of students and their interconnection // Young scientist. – 2015. – № 18. – P. 423–425. – URL : <https://moluch.ru/archive/98/22112/> (date of address : 29.10.2019).
 6. Polievsky S.A., Kabachkov V.A. Professional orientation of physical education in higher education institutions. – M. : Higher School, 2005, – 190 p.
 7. Abaskalova N.P. Theory and practice of formation of a healthy way of life of pupils and students in the system «school - higher education institution» : author's abstract ... doctor of discipline. – Barnaul, 2004. – 148 p.
 8. Bulich E.V. Physiological and hygienic characteristics of influence of occupations by physical education on mental working capacity and psycho-emotional stability of students // Scientists notes. – SSU, 2011. – 320 p.
 9. Vilensky V.I. Physical culture of the student. – M. : Gardariki, 2005, – 110 p.

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)

2019, № 4

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE
SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2019, № 4

www.id-yug.com

Редактор – А.С. Семенов

Editor – A.S. Semenov

Оригинал-макет – М.Б. Жаренко

Dummy – M.B. Zharenko

Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Design of a cover – M.B. Zharenko

Сдано в набор 23.12.2019.
Подписано в печать 27.12.2019.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 23,4.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 23.12.2019.
It is sent for the press 27.12.2019.
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