

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

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

№ 1

2019

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2019, № 1

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

www.id-yug.com

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.

Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.

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

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2019, № 1

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

www.id-yug.com

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

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

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 Sergeyeovich,

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

СМЕЛЯГИН Анатолий Игоревич,

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

SMELYAGIN Anatoly Igorevich,

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

СТРЕЛЬНИКОВ Виктор Владимирович,

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

STRELNIKOV Victor Vladimirovich,

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

ТРУФЛЯК Евгений Владимирович,

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

TRUFLYAK Evgeny Vladimirovich,

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

ТУЛЕШОВ Амандык Куатович,

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

TULESHOV Amandyk Kuatovich,

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

УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,

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

URTENOV Makhmet 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.**
Динамический анализ трехподвижного манипулятора 23
Smelyagin A.I.
Dynamic analysis of a three-mobile manipulator

Науки о земле Sciences about the earth

- Алефиров С.В.**
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Новое 31
Alefirov S.V.
Geological and physical characteristics of productive deposits of the Novoye oil field

- Борзов М.И.**
Выбор способа эксплуатации скважин на последней стадии разработки на примере IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения 58
Borzov M.I.
The choice of the method of operation of wells at the last stage of development on the example of the IV horizon on the Anastasievsko-Troitskoye field

- Евтеев А.О.**
Сооружение участка магистрального газопровода с разработкой очистки полости и испытания 80
Evteev A.O.
Construction of the section of the main gas pipeline with the development of cleaning and test cleaning

- Мельников А.Д.**
Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин на примере Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения 97
Mel'nikov A.D.
Justification of the length of the horizontal part of the wellbore on the example of the Vankorskoye oil-gas-condensate field

- Морозов Р.В.**
Технология ликвидации нефтяных и газовых фонтанов на Анастасиевско-Троицком месторождении 115
Morozov R.V.
Technology of liquidation of oil and gas fountains on the Anastasievsko-Troitskoye field

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	144
Vaulina A.V., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Evaluation of the state of production of reserves of I and II horizons of the Klyuchevoye field and the volume of residual recoverable oil reserves	
Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Особенности эксплуатации осложнённого фонда скважин Алинского газонефтяного месторождения	168
Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Features of operation of the complicated well stock on the Alinskoye gas and oil field	
Поварова Л.В. Анализ применения биотехнологий для очистки различных загрязнений окружающей среды	190
Povarova L.V. Analysis of the application of biotechnologies for the purification of various environmental pollution	
Кусов Г.В. Проведение экологической экспертизы проектов в Российской Федерации и правовые аспекты реализации предложенного механизма	207
Kusov G.V. Carrying out an environmental impact assessment of projects in the Russian Federation and the legal aspects of the implementation of the proposed mechanism	
Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Использование горизонтальных скважин большой протяжённости с применением «интеллектуальной» системы контроля притока на примере шельфового месторождения имени Ю. Корчагина	231
Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Use of horizontal wells of big extent with application of a «intellectual» control system of inflow on the example of the offshore field of name Yu. Korchagina	
Котельников А.С. Обоснование выбора конструкций скважин на основании геолого-промысловых и технологических особенностей разработки Кравцовского морского нефтяного месторождения	255
Kotel'nikov A.S. Justification of the choice of well designs based on the geological field and technological features of the development of the Kravtsovskoye offshore oil field	
Березовский А.А., Рогожин С.С., Нштути М.И. Применение агрегатов для проведения капитального и текущего ремонта скважин	273
Berezovskiy A.A., Rogozhin S.S., Nshuti M.Y. Use of aggregates for the overhaul and maintenance of wells	

Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В.
Построение регрессионной модели для определения факторов,
влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора 297

Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V.
The building a regression model to determine factors affecting
the properties and technological parameters of the drilling fluid

Мостовой В.А., Савенок О.В.
Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы
на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении 316

Mostovoy V.A., Savenok O.V.
The technology of drilling horizontal wells
by means of a tele-system on the Severo-Urengoyskoye oil-gas and condensate field

Машиностроение Mechanical engineering

Смелягин А.И.
Структурный анализ и синтез ферм 334

Smelyagin A.I.
Structural analysis and synthesis of farm

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Баглай Ф.А., Коновалова Т.В., Мысливцева Е.Ю., Надирян С.Л.
Роль транспорта в экспорте зерна из России 351

Baglay F.A., Konovalova T.V., Myslivcova E.Yu., Nadiryayn S.L.
The role of transport in grain exports from Russia

Баглай Ф.А., Коновалова Т.В., Мысливцева Е.Ю., Надирян С.Л.
К вопросу о роли транспорта в экспорте газа из России 356

Baglay F.A., Konovalova T.V., Myslivcova E.Yu., Nadiryayn S.L.
The role of transport in grain exports from Russia

Валько К.Д., Надирян С.Л.
Совершенствование организации грузовых перевозок 360

Valko K.D., Nadiryayn S.L.
Improvement of the organization of cargo transportation

Дудукчян Э.А.
Тахеометр и его применение на практике 364

Dudukchyan E.A.
Tacheometer and its usage practically

Коновалова Т.В., Миронова М.П., Миронова Ю.П., Надирян С.Л.
Исследования в области эффективности международных перевозок
в транспортно-технологических системах региона 368

Konovalova T.V., Mironova M.P., Mironov Yu.P., Nadiryayn S.L.
Research in the field of international transport efficiency
in transport and technological systems of the region

Крамаренко А.В., Голова А.В. Перспективные направления исследований керамзитобетона	371
Kramarenko A.V., Golova A.V. Promising areas of research of expanded clay concrete	
Крамаренко А.В., Голова А.В. Ячеистые бетоны и их преимущества	374
Kramarenko A.V., Golova A.V. Cellular concretes and its advantages	
Крамаренко А.В., Голова А.В. Сравнительный анализ и особенности использования клинкерного кирпича в строительстве	376
Kramarenko A.V., Golova A.V. Comparative analysis and features of the use of clinker bricks in construction	
Мягкова Е.С., Романова Т.А. Определение погрешностей электронного тахеометра вследствие его деформаций	379
Myagkova E.S., Romanova T.A. Determination of the errors of the electronic total station due to its deformations	
Наумович Ю.И., Романова Т.А. О необходимости осуществления ежегодных поверок геодезических средств измерения	382
Naumovich J.I., Romanova T.A. On the need for annual calibration of geodetic measuring instruments	
Пилушенко А.В., Осенняя А.В., Грибкова И.С. Обзор главных изменений в Градостроительном кодексе по состоянию на 1 марта 2019 год	385
Pilyushenko A.V., Osennyaya A.V., Gribkova I.S. Review of major changes in the Urban Planning Code as of March 1, 2019	
Серебрякова В.О., Грибкова И.С., Осенняя А.В., Коломыцев А.А. Анализ изменений, внесенных в правила землепользования и застройки на примере города Краснодара	389
Serebryakova V.O., Gribkova I.S., Osennyaya A.V., Kolomytsev A.A. Analysis of changes made to the rules of land use and development on the example of the city of Krasnodar	
Крамаренко А.В., Сиворонова Е.Э. Некоторые аспекты использования отходов производства при производстве в ячеистых блоках	393
Kramarenko A.V., Sivoronova E.E. Investigation of the possibility of using waste production and consumption when re-device in cellular blocks	
Крамаренко А.В., Сиворонова Е.Э. Исследование возможности использования отходов производства в строительных смесях	396
Kramarenko A.V., Sivoronova E.E. Study the possibility of using waste in building mixtures	

Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В.
Использование вермикулитовых и перлитовых материалов
в качестве теплоизоляции при возведении зданий и сооружений 399

Kramarenko A.V., Timoshkin T.V.
Use of veramiculite and perlite materials as thermal insulation
in establishment of buildings and constructions

Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В.
Сравнительный анализ стеновых блоков из керамзитобетона,
пенобетона и газобетона 402

Kramarenko A.V., Timoshkin T.V.
Comparative analysis of building blocks of claydite-concrete,
foam concrete and aerated concrete

Топливо-энергетический комплекс Fuel and energy complex

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д.
Анализ переходных характеристик системы второго порядка
с кратными корнями характеристического уравнения 405

Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D.
The analysis of transitional features of the system of the second order
with multiple roots of the characteristic equation

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д.
Анализ переходных характеристик системы третьего порядка
с кратными корнями характеристического уравнения 411

Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D.
The analysis of transitional features of the system of the third order
with multiple roots of the characteristic equation

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д.
Анализ переходных характеристик системы четвертого порядка
с кратными корнями характеристического уравнения 417

Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D.
The analysis of transitional features of the system of the fourth order
with multiple roots of the characteristic equation

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д.
Анализ переходных характеристик системы пятого порядка
с кратными корнями характеристического уравнения 423

Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D.
The analysis of transitional features of the system of the fifth order
with multiple roots of the characteristic equation

Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д.
Анализ переходных характеристик системы шестого порядка
с кратными корнями характеристического уравнения 430

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

Добробаба Ю.П., Ульрих Р.В.

Определение областей существования девяти видов переходных характеристик
двухмассовой упругой электромеханической системы 438

Dobrobaba Yu.P., Ulrikh R.V.

Determination of the areas for the existence of the nine types
of transition characteristics of a two mass elastrous electromechanical system

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

**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

Савицкий Ю.А., Нефедовский В.А., Степанова М.В., Терехов В.В.

Системный подход к самостоятельной работе обучающихся 445

Savitskiy Y.A., Nefedovskiy V.A., Stepanova M.V., Terekhov V.V.

Systematic approach to students' independent work

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТРЕХПОДВИЖНОГО МАНИПУЛЯТОРА

DYNAMIC ANALYSIS OF A THREE-MOBILE MANIPULATOR

Смелягин Анатолий Игоревич

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

Smelyagin Anatoly Igorevich

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

Аннотация. Известно, что общая теорема динамики была выведена из принципа Даламбера для материальной точки и системы материальных точек без учета их фактической подвижности. Поэтому на практике она применялась только для тел и механических систем с одной степенью свободы. Показано, что общая теорема динамики может эффективно применяться как для исследования материальных тел, так и механических систем со многими степенями свободы. Так с помощью ранее выведенной теоремы исследована динамика трёхмерного трехподвижного манипулятора. Это делает общую теорему динамики универсальной, эффективной и значительно расширяет области её применения.

Annotation. It is known that the general dynamical theorem was derived from the d'Alembert principle for a material point and a system of material points without taking into account their actual mobility. Therefore, in practice, it was used only for bodies and mechanical systems with one degree of freedom. It is shown that the general theorem of dynamics can be effectively applied both to the study of material bodies and mechanical systems with many degrees of freedom. Thus, using the previously derived theorem, the dynamics of a three-dimensional three-arm manipulator is investigated. This makes the general theorem of dynamics universal, effective, and significantly expands the areas of its application.

Ключевые слова: теорема, динамика, степень свободы, тело, механическая система, виртуальное перемещение, работа, сила, момент, скорость, закон движения.

Keywords: theorem, dynamics, degree of freedom, body, mechanical system, virtual displacement, work, force, moment, speed, law of motion.

Введение

Все механические системы, какими бы они не были сложными, состоят только из материальных тел (звеньев), которые, чтобы совершать требуемые движения, определенным образом взаимосвязаны между собой с помощью кинематических пар [1–3]. В промышленности и быту существуют механические системы, которые имеют как одну, так и много степеней свободы. К таким системам относятся манипуляторы, роботы, станки, транспортные и грузоподъемные машины, насосы, компрессора и другие устройства.

При разработке, создании и исследовании таких объектов обязательно проводится их динамический анализ. При динамическом анализе машин используют уравнения Лагранжа II рода, законы Ньютона, принцип Даламбера и другие уравнения, полученные из этих классических работ [4, 5].

Анализ оригинальных и современных формулировок аксиом или законов движения И. Ньютона в [4–22] и принципа Даламбера показал, что они сформулированы только для абстрактных материальных объектов – материальной точки. Следовательно, их можно использовать только для исследования не существующих в природе объектов, а именно материальных точек. Применять законы Ньютона и принцип Даламбера для анализа движения материальных тел, звеньев из которых состоят машины, роботы, манипуляторы некорректно.

Так в [4, 5, 6] показано, что механика, как наука, строится на законах, аксиомах, принципах, теоремах и основных понятиях, таких как сила, пространство, время, масса. Фундамент современной классической механики построен на идеях и трудах Галилея, Ньютона и Эйлера.

В [5, 6] отмечается:

- «По мере углубления наших знаний выявляются границы применимости теоретической механики, относительность ее понятий. Выяснилось, что аксиомы или законы классической механики Ньютона не абсолютны»;

- «это не закон (второй закон Ньютона), ибо нет определения силы»;
- законы Ньютона сформулированы для несуществующих в природе материальных точек;
- так называемые основные понятия механики (сила, пространство, время), «смысл которых читателю считается ясным», однозначно не определены.

Тем не менее, современная классическая механика, базируется на «законах» и понятиях, сформулированных ещё в XV–XVII веках. Однако любая развивающаяся наука не может в своей основе иметь законы, представляющие собой «вечные», причем не корректные истины.

Основываясь на современных понятиях и знаниях в [9–22], сформулированы основные аксиомы механики, которые приведены ниже.

Аксиомы

1. Вселенная это все то, что существует – весь мир.
2. Вселенная одна, а, следовательно, она консервативна.
3. Вселенная дуальна, то есть все её объекты одновременно движутся и покоятся.
4. Вселенная разнообразна по составу.
5. Материя (вещество, тело, поле) – один из объектов Вселенной.
6. Материя – хранилище вещества и энергии.
7. Масса и энергия Вселенной постоянны.
8. Энергия объектов определяется их составом, массой, движением.
9. Все объекты Вселенной взаимодействуют между собой.
10. Взаимодействие материальных объектов равновелики и разнонаправлены.
11. Взаимодействие объектов приводит к изменению их энергии, вида, движения и совершению работы.
12. Изменение энергии объектов равно совершённой работе.
13. В любое мгновение работа объектов Вселенной равна нулю.

Эти аксиомы объясняют и широкое применение принципа Даламбера; общего уравнения динамики и статики.

В [4, 5] утверждается, что классическая механика строится на таких основных понятиях, как сила, пространство, время. Однако анализ аксиом природы показывает, что основными понятиями механики могут быть только энергия и работа. Именно эти величины определяют состояние и движение объекта природы, поэтому в работах [9–22] выведены теоремы, принципы и уравнения механики для реальных объектов природы.

В [9, 11, 21, 22] показано, что энергия и работа являются основными, первичными понятиями, определяющим движение и взаимодействие материальных объектов и выведены общее уравнение динамики и теорема об изменении кинетической энергии для материальных тел и механических систем в проекциях на координатные оси.

Общее уравнение динамики в проекциях на координатные оси имеет вид:

$$\begin{cases} \sum \delta A_{\Pi xij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi xij} + \sum \delta A_{Re \Pi xij} = 0 \\ \sum \delta A_{\Pi yij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi yij} + \sum \delta A_{Re \Pi yij} = 0 \\ \sum \delta A_{\Pi zij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi zij} + \sum \delta A_{Re \Pi zij} = 0 \\ \sum \delta A_{B xij} + \sum \delta A_{\Phi B xij} + \sum \delta A_{Re B xij} = 0 \\ \sum \delta A_{B yij} + \sum \delta A_{\Phi B yij} + \sum \delta A_{Re B yij} = 0 \\ \sum \delta A_{B zij} + \sum \delta A_{\Phi B zij} + \sum \delta A_{Re B zij} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

где $\delta A_{\Pi x}, \delta A_{\Pi y}, \delta A_{\Pi z}, \delta A_{B x}, \delta A_{B y}, \delta A_{B z}$ – соответственно, работы активных сил и моментов сил при виртуальном поступательном и вращательном движении тела вдоль и вокруг соответствующих осей; $\delta A_{\Phi \Pi x}, \delta A_{\Phi \Pi y}, \delta A_{\Phi \Pi z}, \delta A_{\Phi B x}, \delta A_{\Phi B y}, \delta A_{\Phi B z}$ – соответственно, работы сил и моментов сил инерции при виртуальном поступательном и вращательном движении тела вдоль и вокруг соответствующих осей; $\delta A_{Re \Pi x}, \delta A_{Re \Pi y}, \delta A_{Re \Pi z}, \delta A_{Re B x}, \delta A_{Re B y}, \delta A_{Re B z}$ – соответственно, работы реактивных сил и моментов при виртуальном поступательном и вращательном движении тела вдоль и вокруг соответствующих осей.

Число уравнений, входящих в (1) должно равняться числу обобщенных, координат. Система уравнений (1) позволяет проводить динамический анализ механических систем и тел как с одной, так и несколькими степенями свободы.

Из (1) следует, что для любой механической системы в исследуемом положении работа всех действующих на неё сил и моментов сил на виртуальных перемещениях равна нулю.

Рассмотрим практическое применение выведенной теоремы при исследовании механических систем с несколькими степенями свободы.

Манипулятор с тремя степенями свободы

Исследуем, например, динамику вентилятора, приведенного на рисунке 1.

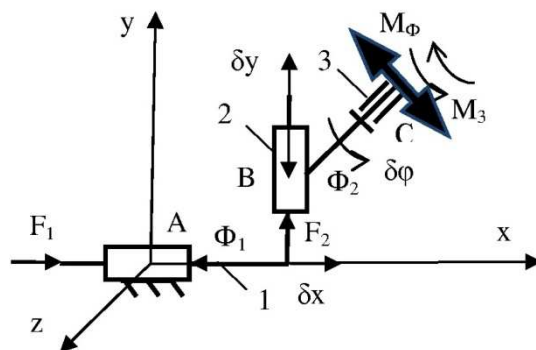


Рисунок 1 – Расчетная схема

Исследуемая механическая система состоит из трех подвижных звеньев 1, 2, 3, которые взаимосвязаны между собой с помощью кинематических пар А, В, С. Пусть звенья имеют, соответственно, массы m_1 , m_2 и m_3 . Звено 1 представляет собой прямоугольный стержень, который перемещается в кинематической паре А под действием силы F_1 вдоль оси x . Звено 2 образует с звеном 1 кинематическую поступательную пару В и выполнено таким образом, что оно под действием приложенной к нему силы F_2 перемещается вдоль оси y . На звене 2, посредством кинематической пары С, закреплен, например, вентилятор 3. Вентилятор 3 вращается вокруг оси z под действием приложенного момента сил M_3 . При исследовании движения системы примем, что вентилятор 3 представляет собой однородный диск.

Для широты исследования примем что, соответственно, на звенья 1, 2, 3 действуют:

$$\text{сила } F_1 = F - F_{\text{тр}};$$

$$\text{сила } F_2 = bt - c;$$

$$\text{момент } M_3 = M - k\omega;$$

$$\text{сила инерции } \Phi = ma;$$

$$\text{момент сил инерции } M_\Phi = I\varepsilon,$$

где f , b , c и k – постоянные коэффициенты; F – активная сила; $F_{\text{тр}} = fmg$ – сила трения; M – движущий момент; $k\omega$ – момент сопротивления; g – ускорение свободного падения; a – ускорение; I – момент инерции вентилятора; ε – угловое ускорение.

Движение механической системы исследуем при следующих начальных условиях:

- начальный момент времени $t = 0$:
- линейная V и угловая ω скорости, соответственно, равны $V_{0x} = 0$, $V_{0y} = 0$ и $\omega_{0z} = 0$;
- перемещения, x , y и φ , равны, соответственно, $x_0 = 0$, $x_{20} = 0$, $\varphi_{20} = 0$.

Из расчетной схемы следует, что звенья 1 и 2 совершают поступательные движения вдоль осей x и y , а вентилятор 3 вращается вокруг оси z .

Движения всех звеньев системы являются независимыми.

Чтобы правильно составить уравнения динамики, найдём подвижность W (число степеней свободы) исследуемого механизма. Для определения подвижности исследуемого объекта воспользуемся структурной формулой для механизмов с незамкнутыми кинематическими цепями [1–3]:

$$W = \sum_{i=1}^{P-1} ip_i, \quad (2)$$

где P – подвижность пространства в котором существует исследуемый механизм; p_i – число кинематических пар i -той подвижности в механизме; $i = 1, 2, \dots$ – целочисленный индекс.

Из расчётной схемы (1) видно, что исследуемый объект существует в трёхмерном ($M = 3$) трёхподвижном ($P = 3$) пространстве и имеет три ($p_1 = 3$) одноподвижные кинематические пары, две из которых поступательные (A, B) и одна вращательная (C).

Подставив исходные данные в (2), получим: $W = p_1 = 3$.

Следовательно, исследуемая механическая система является трёхподвижной или имеет три степени свободы.

Учитывая то, что исследуемый объект имеет три степени свободы и на него не действуют реактивные силы и моменты, то для определения законов движения звеньев механической системы (рис. 1) уравнения (1) примут вид:

$$\begin{cases} \sum \delta A_{\Pi xij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi xij} = 0 \\ \sum \delta A_{\Pi yij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi yij} = 0 \\ \sum \delta A_{Bzij} + \sum \delta A_{\Phi Bzij} = 0 \end{cases} \quad (3)$$

Анализ уравнений системы (3) показывает, что это общие теоремы динамики, соответственно, для тел (звеньев) 1, 2 и 3 при их независимом движении вдоль и вокруг осей x, y и z .

Найдём закон движение звена 1

Сообщим звену 1 виртуальное перемещение δx . Определим работу активных сил и сил инерции на виртуальном перемещении звена 1:

$$\delta A_{\Pi x} = [F - f(m_1 + m_2 + m_3)g]\delta x, \quad (4)$$

$$\delta A_{\Phi \Pi x} = -[(m_1 + m_2 + m_3)\ddot{x}]\delta x. \quad (5)$$

Подставив (4) и (5) в первое уравнение системы (3) после преобразований получим:

$$\ddot{x} = \frac{F}{(m_1 + m_2 + m_3)} - fg. \quad (6)$$

Проинтегрировав (6) и учитывая начальные условия найдем скорость V_1 звена 1:

$$V_1 = \left[\frac{F}{(m_1 + m_2 + m_3)} - fg \right] t. \quad (7)$$

Проинтегрировав (7) и учитывая начальные условия найдем закон движения $x(t)$ звена 1:

$$x = \frac{1}{2} \left[\frac{F}{(m_1 + m_2 + m_3)} - fg \right] t^2. \quad (8)$$

Найдём закон движение звена 2

Сообщим звену 2 виртуальное перемещение δy . Определим работу активных сил и сил инерции на виртуальном перемещении:

$$\delta A_{\Pi y} = (bt - c)\delta y, \quad (9)$$

$$\delta A_{\Phi \Pi y} = -[(m_2 + m_3)\ddot{y}]\delta y. \quad (10)$$

Подставив (9) и (10) во второе уравнение системы (3) после преобразований получим:

$$\ddot{y} = \frac{b}{m_2 + m_3} t - \frac{c}{m_2 + m_3}. \quad (11)$$

Проинтегрировав (11) и учитывая начальные условия найдем скорость V_2 звена 2:

$$V_2 = \frac{b}{2(m_2+m_3)} t^2 - \frac{c}{m_2+m_3} t. \quad (12)$$

Проинтегрировав (12) и учитывая начальные условия найдем закон движения $y(t)$ звена 2 относительно звена 1:

$$y = \frac{b}{6(m_2+m_3)} t^3 - \frac{c}{2(m_2+m_3)} t. \quad (13)$$

Формулы (12) и (13) определяют перемещение и скорость второго звена при его перемещении вдоль оси y .

Так как звено 2 движется одновременно относительно двух координатных осей, то найдем:

- траекторию его движения – $y = \frac{b(Ax)^{\frac{3}{2}}}{6(m_2+m_3)} - \frac{c(Ax)^{\frac{1}{2}}}{2(m_2+m_3)}$,

где $A = \frac{2}{\frac{F}{(m_1+m_2+m_3)} - fg}$;

- модули скорости – $V = \sqrt{V_1^2 + V_2^2}$;
- направляющие косинусы – $\cos \mu = \frac{V_1}{V}$.

Найдём закон движение вентилятора 3

Из расчетной схемы (рис. 1) видно, что лопасти вентилятора 3, вращаются вокруг оси z поэтому сообщим им виртуальное перемещение $\delta\varphi$. Определим работу активных сил и сил инерции вентилятора на виртуальном перемещении:

$$\delta A_{Bz} = (M - k\omega)\delta\varphi, \quad (14)$$

$$\delta A_{\Phi Bz} = -I\dot{\varphi}\delta\varphi. \quad (15)$$

Подставив (14) и (15) в третье уравнение системы (3) после преобразований получим:

$$\dot{\varphi} = \frac{1}{I}(M - k\omega), \quad (16)$$

где $I = \frac{1}{2}m_3r^2$ – момент инерции вентилятора.

Представим (16) в виде:

$$\frac{d\omega}{dt} = -\frac{k}{I}\left(\omega - \frac{M}{k}\right). \quad (17)$$

Разделив переменные в (17) и проинтегрировав получим:

$$\ln\left(\omega - \frac{M}{k}\right) = -\frac{k}{I}t + C_1, \quad (18)$$

где $C_1 = \ln\left(-\frac{M}{k}\right)$ – постоянная интегрирования.

Из (18) найдём угловую скорость вентилятора:

$$\omega = \frac{M}{k}\left(1 - e^{-\frac{k}{I}t}\right). \quad (19)$$

Анализ (19) показывает, что угловая скорость лопастей вентилятора происходит по экспоненциальной функции и довольно быстро стабилизируется.

Представим (19) в виде:

$$\frac{d\varphi}{dt} = \frac{M}{k}\left(1 - e^{-\frac{k}{I}t}\right). \quad (20)$$

Проинтегрировав (20) с учётом начальных условий, найдём закон вращения лопастей:

$$\varphi = \frac{M}{k}\left[t + \frac{I}{k}\left(e^{-\frac{k}{I}t} - 1\right)\right]. \quad (21)$$

Так как тело 3 совершает сложное движение, то есть движется одновременно относительно трех систем координат, то, если это необходимо, используя теоремы о сложении кинематических параметров, можно найти абсолютные ускорения, скорости и движения любых точек вентилятора 3.

Итак, общая теорема динамики позволяет найти законы движения всех тел (звеньев) механической системы с тремя степенями свободы. Это свидетельствует об универсальности и эффективности этой теоремы.

Выводы

1. Показано, что общая теорема динамики может применяться как для тел, так и для механических систем с любым числом степеней свободы.

2. Общая теорема динамики является универсальной теоремой, которая может эффективно применяться для исследования всех видов механического движения.

Литература:

1. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – Москва-Новосибирск : ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
2. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2014. – 263 с.
3. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
4. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
5. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
6. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 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. Аксиомы или законы движения сформулировал И. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 11–16.
9. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 17–26.
10. Смелягин А.И. Аксиомы движения материальных тел // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 19–34.
11. Смелягин А.И. Теоремы, принципы и уравнения механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 4. – С. 21–29.
12. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий из них для исследования движений материальных тел // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 1. – С. 19–27.
13. Смелягин А.И. О необоснованности применения законов Ньютона для исследования динамики машин или современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : сборник: проблемы механики современных машин / материалы VI международной конференции; ответственный редактор В.С. Балбаров. – 2015. – С. 344–350.
14. Смелягин А.И. Современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : сборник XI Всероссийского съезда по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики / Сборник докладов; составители: Д.Ю. Ахметов, А.Н. Герасимов, Ш.М. Хайдаров; Ответственные редакторы: Д.А. Губайдуллин, А.И. Елизаров, Е.К. Липачев. – 2015. – С. 3500–3502.
15. Смелягин А.И. Современные аксиомы и следствия из них для исследования динамики машин : Инновации в машиностроении (ИНМАШ-2015) / сборник трудов VII Международной научно-практической конференции; Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, Новосибирский государственный технический университет, Бийский технологический институт, МИП Техмаш; под редакцией Блюменштейна В.Ю. Баканова А.А. Останина О.А. – 2015. – С. 526–529.
16. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования движений механических систем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 19–26.
17. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования механических систем вращательного движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 19–27.

18. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования движения колесницы // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 10. – С. 47–62.

19. 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.

20. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 10. – С. 125–139.

21. Смелягин А.И. Теорема об изменении кинетической энергии тел и механических систем с несколькими степенями свободы // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 26–34.

22. Смелягин А.И. Важнейшие аксиомы, следствия и теоремы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 21–38.

References:

1. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – Moscow-Novosibirsk : INFRA-M, 2008. – 263 p.

2. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines : Course design. – M. : IN-FRA-M, 2014. – 263 p.

3. Smelyagin A.I. Structure of mechanisms and machines. – M. : Higher school, 2014. – 304 pages.

4. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – M. : Higher school, 1990. – 607 p.

5. Ishlinsky A.Yu. Mechanics: ideas, tasks, applications. – M. : Science, 1985. – 624 p.

6. Kharlamov P.V. Sketches about the mechanics bases. Myths, delusions and mistakes. – Kiev : Sciences, thought, 1995. – 407 p.

7. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : The publishing house is the South, 2014. – № 1. – P. 21–25.

8. Smelyagin A.I. Axioms or laws of the movement were formulated by I. Nyyuton // Science Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 2. – P. 11–16.

9. Smelyagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 2. – P. 17–26.

10. Smelyagin A.I. Axioms of the movement of material bodies // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 3. – P. 19–34.

11. Smelyagin A.I. Theorems, principles and equations of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 4. – P. 21–29.

12. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations from them for a research of movements of material bodies // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – № 1. – P. 19–27.

13. Smelyagin A.I. About groundlessness of application of laws of Newton for a research of dynamics of cars or modern axioms of the movement of material bodies and the investigation from them : the collection: problems of mechanics of modern cars / materials of the VI international conference; editor-in-chief V.S. Balbarov. – 2015. – P. 344–350.

14. Smelyagin A.I. Modern axioms of the movement of material bodies and the investigation from them: the collection of the XI All-Russian congress on fundamental problems of theoretical and applied mechanics / Collection of reports; originators: D.Yu. Akhmetov, A.N. Gerasimov, Sh.M. Haydarov; Editor-in-chiefs: D.A. Gubaidulin, A.I. Yelizarov, E.K. Lipachev. – 2015. – P. 3500–3502.

15. Smelyagin A.I. Modern axioms and the investigations from them for a research of dynamics of cars: Innovations in mechanical engineering (INMASH-2015) / collection of works VII of the International scientific and practical conference; Kuzbass state technical university of T.F. Gorbachev, Altai state technical university of I.I. Polzunov, Novosibirsk State Technical University, Biysk Institute of Technology, MIP Tekhmash; under Blyumenstein V.Yu. Bakanov's edition A.A. Ostanina O.A. – 2015. – P. 526–529.

16. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of movements of mechanical systems // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 2. – P. 19–26.

17. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of mechanical systems of rotary motion // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 19–27.

18. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of the movement of the chariot // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – № 10. – P. 47–62.

19. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds and accelerations for a research of mechanical systems by means of new axioms and theorems // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 21–29.

20. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds for a research of mechanical systems of rotary motion // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – № 10. – P. 125–139.

21. Smelyagin A.I. The theorem of change of kinetic energy of bodies and mechanical systems with several degrees of freedom // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 3. – P. 26–34.

22. Smelyagin A.I. The major axioms, investigations and theorems of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 21–38.

УДК 622.831.312

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВОЕ

GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF PRODUCTIVE DEPOSITS OF THE NOVOYE OIL FIELD

Алефиров Сергей Викторович

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
alefirov@mail.ru

Alefirov Sergey Viktorovich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
alefirov@mail.ru

Аннотация. Месторождение Новое представлено антиклинальной складкой субширотного простирания. Складка связана с брахиантиклиналью. Замыкается складка изогипсой на отметке – 3510 м и имеет высоту более 100 м. Размеры складки в указанных границах равны 3,5×1,7 км. Складка осложнена в западной части локальными затухающими разрывными нарушениями. Амплитуда нарушений порядка 10–15 м. Непосредственно в пределах Нового месторождения залежь углеводородов открыта в III пачке чокракского яруса. Залежь по типу пластовая, сводовая. На основании степени изученности запасы нефти и растворённого газа Нового месторождения отнесены к категории S_1 и S_2 . Перспективные ресурсы нефти и растворённого газа определены объёмным методом по общепринятой формуле.

Annotation. The Novoye field is represented by the sublatitudinal strike anticline fold. The fold is connected to the brachyanticline. The fold of the isogypsum closes at the mark of minus 3510 m and has a height of more than 100 m. The folds within the indicated boundaries are 3,5×1,7 km. The fold is complicated in the western part by local damped faults. The amplitude of violations is of the order of 10–15 m. Directly within the New Field, the hydrocarbon deposit is discovered in the III pack of the Chokrak stage. Deposit as a reservoir, vault. Based on the degree of knowledge, the reserves of oil and dissolved gas from the New Field are classified as S_1 and S_2 . Perspective resources of oil and dissolved gas are determined by the volumetric method according to the standard formula.

Ключевые слова: слова: геологическое строение месторождения; нефтегазоносность месторождения; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; эффективные нефтенасыщенные толщины; обоснование подсчётных параметров; подсчёт запасов нефти и растворённого газа.

Keywords: geological structure of the field; oil and gas content of the field; physical and hydrodynamic characteristics of productive layers; effective oil saturated thickness; substantiation of calculated parameters; oil and dissolved gas reserves.

Общие сведения о месторождении

Новая площадь расположена на восточном побережье Азовского моря, в зоне Приазовских плавней (рис. 1). В административном отношении она находится в Темрюкском районе Краснодарского края. Ближайшими месторождениями к структуре Новая являются ЮМГ, Чумаковское и Прибрежное.

В геоморфологическом отношении район работ находится в западной части Прикубанской низменности (отметки высот от 0 до 7,5 м) и представлен заболоченной местностью с отдельными песчаными грядами, плавнями и лиманами, занимающими большую часть площади.

Геоморфологическая приуроченность района месторождения к транзитной зоне (переход море – лиманно-плавневая территория) существенно затрудняет проведение сейсмических исследований, буровых работ и обустройство выявленных месторождений. Перед бурением скважин, в большинстве случаев, требуется создание дамб, что, в свою очередь, увеличивает сроки строительства скважин и, в последующем, возникают трудности при сооружении групповых установок и прокладке нефтяных, газовых и конденсатных трубопроводов.

Геологическое строение месторождения и залежей

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В пределах Темрюкского залива и смежной части Приазовья бурением вскрыты отложения от антропогена до майкопа. Нижележащие отложения эоцен-палеоцена, верхнего и нижнего мела (до альбского яруса включительно) изучены на Северной Тамани.

Майкопские глины отличаются от вышележащих тархан-чокракских глин, низким содержанием мелкопесчаного (до 0,5 %) и алевритового (до 30 %) материала, и резким повышением рассеянного органического вещества. Содержание ХБА в майкопских глинах увеличивается втрое по сравнению с глинами чокракских отложений. Содержание $XBA_{\text{мин}} = 0,037 \%$ в тархан-чокракских отложениях увеличивается до 0,18 % в майкопских отложениях в разрезе скважины № 4 (Микерина Т.Б.).

Вскрытая толщина верхнемайкопских отложений в скважине Новая № 1 составляет 43 м.

Средний миоцен

В Западном Предкавказье средний миоцен подразделяется на тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы. Наиболее хорошо охарактеризован находками микрофауны перспективный для поисков УВ чокракский разрез. В отложениях конкского яруса керн не отбирался, что не позволило из-за отсутствия микрофауны выделить его в самостоятельное стратиграфическое подразделение, поэтому он рассматривается совместно с караганским ярусом.

Тарханский ярус

Сложен тёмноцветными (майкоповидными) глинами. Мощность – десятки метров. В пределах площади отложения яруса не выделены.

Чокракский ярус

По комплексу геолого-сейсмических признаков в чокракском разрезе Темрюкской синклинали выделяются две части: нижнечокракская (среднечокракская) и верхнечокракская.

Нижнечокракские (среднечокракские) отложения

На основе анализа геолого-сейсмических данных установлено, что нижнечокракские отложения залегают на майкопе со стратиграфическим и, нередко, угловым несогласием. Нижняя граница нижнечокракских отложений условно проводится по подошве пачки V (по номенклатуре Сладковско-Морозовского района), на участках отсутствия пачки V или отложений её стратиграфического уровня – по кровле верхней радиоактивной («рыбьей») пачки. Верхняя граница проводится по подошве пачки I.

Структурное несогласие между нижним чокраком и тархан-майкопскими отложениями имеет региональный характер и установлено на многих площадях северного и южного бортов Западно-Кубанского прогиба. Хроностратиграфическое значение несогласия позволяет его использовать как репер при взаимной корреляции литологически слабоконтрастной, тектонически дислоцированной чокракской толщи внутри и между площадями.

Нижний чокрак характеризуется богатым сообществом фораминифер. Биостратиграфически нижнечокракские отложения определяются комплексами фораминифер слоев *Tschokrakella caucasica*. Наличие пиритизированных ядер и створок раковин указывает на значительные (120–200 м) глубины моря. Общий состав фауны указывает, что солёность нижнечокракского бассейна составляла 26–36 %.

Нижнечокракские отложения представлены переслаиванием глин тёмно-серых, серых, тёмно-серых с зеленоватым оттенком, светло-серых с зеленоватым оттенком, тёмно-серых до чёрных, чёрных, серых и тёмно-серых с коричневым оттенком, коричневых. Преобладают в разрезе глины тёмно-серые, серые и тёмно-серые с зеленоватым оттенком. В нижней части разреза среди выше перечисленных глин встречаются пласты глин тёмно-серых до чёрных, чёрных и светло-серых с зеленоватым оттенком. В глинах залегают прослои и пласты песчаников и алевролитов толщиной от 1–6 мм до 2,2–3,7 м, реже известняков, мергелей, доломитов толщиной от 1–6 мм до 0,05–0,3 м.

Глины тёмно-серые, серые, тёмно-серые с зеленоватым оттенком и светло-серые с зеленоватым оттенком в разной степени алевритистые, слюдистые, слоистые, неслоистые, неяснослоистые, параллельнослоистые, иногда с нечётко выраженной плитчатостью, с землистым, раковистым, неровным и оскольчатым изломом. Глины слабокарбонатные, карбонатные, некарбонатные, реже сильнокарбонатные. Карбонатность глин уменьшается вниз по разрезу. Глины от средней плотности и крепости до

плотных и крепких, в нижней части разреза встречаются глины аргиллитоподобные и доломитизированные. Среди глин наблюдаются включения микрофауны, пирита, обуглившихся растительных остатков, линзовидные включения песчано-алевритового материала и прожилки кальцита толщиной до 1 мм. В большей части глины трещиноватые, местами перемятые, с зеркалами скольжения под углом 35–40°. Трещины разнонаправленные, иногда выполнены кальцитом молочного цвета. Толщина глинистых пластов и прослоев по данным керна от нескольких мм до 7,5 м и более.

Глины тёмно-серые до чёрных и чёрные карбонатные и некарбонатные, крепкие, сильнотрещиноватые. Трещины разнонаправленные, с зеркалами скольжения. Толщина прослоев по данным керна 0,7–4,84 м.

Глины коричневые, серые и тёмно-серые с коричневым оттенком очень плотные, крепкие, алевритистые, некарбонатные, грубослоистые, окремнённые, доломитизированные, жирные на ощупь, на плоскостях наслоения встречается много обуглившихся растительных остатков. Толщина прослоев от 1–7 мм до 0,04–0,05 м.

Коллекторы представлены песчаниками светло-серыми и серыми с желтоватым оттенком, мелкозернистыми, алевритовыми, кварцевыми и глауконитово-кварцевыми, слабослоистыми и глинистыми, неяснослоистыми, участками трещиноватыми по горизонтали, реже алевролитами, песчанистыми, неизвестковистыми и слабоизвестковистыми. Песчаники слабосцементированные и сцементированные. Эффективная ёмкость коллекторов обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа. Обломочные зёрна окатанные и полуокатанные, прозрачные, иногда с сероватым оттенком. Отсортировка зёрен хорошая. Цемент глинистый, по типу поровый и контактно-поровый, в единичных случаях базальный, часто наблюдается бесцементное скрепление зёрен. Глина по минеральному составу полимиктовая и гидрослюдисто-хлоритовая. Свободные поры по форме неправильные, удлинённые, часто щелевидные, образовавшиеся за счёт неполного заполнения порового пространства цементом.

Среди неизвестковистых песчаников единично встречены тонкие слои крепкосцементированных песчаников, с глинисто-карбонатным цементом. Песчаники ориентированные слоистые и косослоистые с обилием включений обуглившегося растительного детрита по слоистости. Обломочные зёрна полуокатанные и неокатанные. Отсортировка плохая. Поры просматриваются плохо.

Обломочный материал, в основном, кварцевый (90–97 %). Часто зёрна кварца содержат трещины, заполненные углеводородами. Часть зёрен корродирована цементом. Содержание глауконита варьирует от 1 до 4 %. В основном он имеет аутигенное происхождение. Полевые шпаты редки и сильно изменены вторичными процессами. Типичны чешуйки мусковита.

Алевролиты серые, тёмно-серые, светло-серые; серые и тёмно-серые с зеленоватым и буроватым оттенком, местами песчанистые, глинистые и сильноглинистые, слабослоистые, плотные, крепкие и средней крепости, неслоистые, изредка тонкослоистые, однородные, от средне-сцементированных до крепкосцементированных, от некарбонатных до сильнокарбонатных. В алевролите встречаются тонкие (до 3–4 мм) прослои, обогащённые обуглившимся растительным материалом, и обломки глин. Цемент глинистый, местами сидеритизированный, по типу базальный, встречается бесцементное скрепление зёрен. Толщина прослоев по керну от нескольких мм до 0,9 м.

Известняки тёмно-серые, серые, грязно-белые плотные, крепкие, пелитоморфные, местами песчано-алевритовые, скрытокристаллические, крепкосцементированные. Основная часть пластов и прослоев известняка залегает в верхней части нижнечокракского разреза. Толщина пластов и прослоев от 0,05–0,07 м до 0,3 м.

Мергели коричневато-серые, пелитоморфные, доломитизированные, крепкие, с оскольчатой и раковистой изломом, неслоистые, иногда с обилием раковин и каверн. Толщина прослоев от 2–3 мм до 0,15–0,32 м.

Доломиты коричневые и буровато-серого цвета, массивные, с раковистой изломом.

По структурно-литофациальным критериям нижнечокракские отложения Темрюкской синклинали подразделяются на две литофациальные зоны, перспективные для поисков резервуарных коллекторов и залежей УВ.

На северном борту Темрюкской синклинали расположен Прибрежно-Морозовский конус выноса, в осевой части – группа дистальных конусов, в их числе вскрытые бурением Свистельниковский и Кущеватый.

Прослои и пласты песчаников, алевролитов, редко известняков, мергелей и доломитов нижнего чокрака Прибрежно-Морозовского конуса выноса группируются в наиболее полных разрезах в девять (X–II) пачек, обладающих различными фильтрационно-емкостными свойствами.

В пределах Свистельниковского конуса бурением выявлены три пачки (II, III₀, III₁), Кущеватого – шесть (пачки II, III₀, III₀¹, III₁, III₂ и IV).

Толщина пачек в Свистельниковском и Кущеватом конусах изменяется от 2 (пачки III₂, IV) до 19–32 м (пачка III₁).

На площади Новой толщина нижнечокракских (среднечокракских) отложений составляет 111 м.

Верхнечокракские отложения

Имеют региональное распространение в Западно-Кубанском, Керченско-Таманском прогибах и на Тимашевской ступени.

На северном борту ЗКП, верхнечокракские отложения залегают на нижнем чокраке со стратиграфическим и угловым несогласием, в осевой части ЗКП – со скрытым стратиграфическим согласием.

Верхнечокракские отложения характеризуются обедненным комплексом фораминифер угнетенного облика. Биостратиграфически верхнему чокраку соответствуют слои фораминифер с *Nonion parvus*. В целом биоценозы верхнего чокрака указывают на значительное опреснение бассейна (до 20–18 %) и преобладание мелководий.

Верхнечокракские отложения представлены переслаиванием глин тёмно-серых, тёмно-серых с зеленоватым и коричневатым оттенком. Глины карбонатные и слабокарбонатные, слабоалевритистые, слюдистые, плотные, крепкие и средней крепости, с многочисленными прослоями и линзами известняков, мергелей, доломитов, реже алевролитов и песчаников. Толщина прослоев 0,03–0,3 м.

Известняки тёмно-серые и тёмно-серые с коричневатым оттенком, массивные, очень крепкие, доломитизированные.

Мергели тёмно-коричневые, плотные, массивные, очень крепкие, с оскольчатый изломом, доломитизированные, с налётами, прожилками и линзами белого и кремневого кальцита.

Алевролиты от серых до тёмно-серых, песчанистые, кварцевые, плотные, средней крепости, на глинистом цементе.

Песчаники серые, кварц-глауконитовые, плотные, крепкие, на глинистом, местами на карбонатном цементе.

Глинисто-карбонатная толща верхнего чокрака выделяется как пачка I в Прибрежно-Морозовском районе и осевой части ЗКП и XVII горизонт по номенклатуре Анастасиевско-Троицкого месторождения. Резервуарные, коллекторские разности в пачке обнаружены в единичных случаях на Прибрежной площади в скважинах №№ 1, 2, 3 и Свистельниковской площади в скважине № 3.

Толщина верхнего чокрака на площади Новой составляет 37 м.

Общая толщина чокракского яруса – 148 м.

Караганский + конкский ярусы

Представлены глинами (95 %) с тонкими прослоями (до 5 % разреза) мергелей, песчаников, алевролитов, реже известняков и доломитов.

Глины серые, тёмно-серые до чёрных, тёмно-серые с коричневатым оттенком, слабоалеврито-слюдистые, слегка песчанистые, сильно-слабокарбонатные и некарбонатные, плотные, местами слаботрециноватые, неяснослоистые и тонкослоистые (за счёт изменения карбонатности), с неровным изломом, с нитевидными прослоями пирита.

Повсеместно в глинах присутствуют раковины и рыба чешуя, унифицированные растительные остатки.

Мергели серые и тёмно-серые, очень крепкие, сильно доломитизированные, переходящие в доломит. Толщина прослоев от нескольких мм до 7–10 см.

Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, карбонатные, толщина прослоев от 1–5 мм до 1–7 см.

Известняки серые, светло-серые, коричневатые и бежевого цвета, доломитизированные, пелитоморфные, неслоистые, с ровным изломом, слаботрещинчатые. Толщина прослоев 1–4 см.

Доломиты серые, коричневато-серые, плотные, неслоистые, толщина прослоев 1–2 см.

Конкско-караганские отложения характеризуются резко обеднённым составом фауны, указывающим на относительное мелководье и опреснение бассейна нижней части карагана. Верхняя часть формировалась в условиях относительно глубоководного и полносоленого моря.

Наибольшие толщины, 400–495 м, караганские отложения имеют в пределах Новотитаровской зоны дислокаций, характеризующейся максимальными амплитудами и степенью ротации сбросовых нарушений.

В осевой части ЗКП в депрессиях толщина конкско-караганских отложений составляет 270 м, на криптодиапирах уменьшается до 200 м.

На площади Новой толщина конкско-караганского составляет 226 м.

Верхний миоцен

В Западном Предкавказье представлен двумя ярусами: сарматским и меотическим.

Сарматский ярус

Подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний.

Нижнесарматский подъярус

Отложения подъяруса представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, карбонатными, песчанистыми, слюдистыми, с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков толщиной 2–5 см, реже до 0,4–0,8–1,0 м.

Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, кварцевые, карбонатные.

Мергели и известняки светло-серые, желтовато-серые, глинистые, доломитизированные.

На площади Новой толщина нижнего сармата составляет 54 м.

Среднесарматский подъярус

Отложения среднего сармата представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, песчанистыми, карбонатными, с тонкими и редкими прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. В основании подъяруса обособляется пакет переслаивания глин и песчано-карбонатных пород, выделяемый как «мамайский» горизонт. В осевой части Темрюкской синклинали «мамайский» горизонт характеризуется максимальной (до 70–85 м) общей толщиной, количеством и толщиной (до 1 м) песчано-карбонатных прослоев.

Толщины среднего сармата в Прибрежно-Морозовском конусе выноса составляют 160–175 м, в осевой части Темрюкской синклинали 285–315 м.

На площади Новой толщина среднего сармата 258 м.

Верхнесарматский подъярус

Разрез сложен глинами серыми, тёмно-серыми, карбонатными, плотными, с частыми маломощными прослоями мергелей, известняков, песчаников и песков. Эта толща является аналогом «червячковой свиты», выделяемой на всей территории ЗКП.

На преобладающей территории Прибрежно-Морозовского конуса выноса (Новое, ЮМГ, Чумаковское, Восточно-Чумаковское) верхний сармат имеет четырёхчленное строение. В его кровле залегает пачка преимущественно глинистого состава. Основной объём подъяруса представлен верхней и нижней пачками тонкого переслаивания песчано-карбонатно-глинистых прослоев, разделённых пластом глин. Толщина верхней и нижней пачек составляет, соответственно, 30–35 и 40–45 м, глинистого раздела 10–25 м. На некоторых участках глинистый раздел отсутствует.

В Прибрежно-Морозовском конусе выноса толщина верхнего сармата изменяется от 90 до 155 м, в осевой части Темрюкской синклинали – от 205 до 250 м.

На площади Новой толщина верхнего сармата составляет 226 м. Общая толщина сарматского яруса – 538 м.

Меотический ярус

На северном борту Темрюкской синклинали меотис со стратиграфическим и угловым несогласием залегает на сармате. В осевой части, в том числе на площади Новой, меотис характеризуется полным разрезом и согласно залегает на подстилающих отложениях.

Разрез меотиса сложен глинами серыми, зеленовато-серыми, алевролитистыми, слюдястыми, карбонатными, с мощными пластами и пачками песчаников, песков и алевролитов светло-серых, мелкозернистых, преимущественно некарбонатных.

По номенклатуре Анастасиевско-Троицкого месторождения алевро-песчаные породы группируются в IV, IV_a, V, VI, VI_a, VII и VIII горизонты.

Максимальное количество горизонтов и их наибольшие толщины установлены в приосевой части Темрюкской синклинали в полосе площадей Губернаторская – Ордынская, характеризующейся также максимальной толщиной меотического яруса.

На Губернаторской и Свистельниковской площадях толщина меотиса составляет 650 м, в прибрежной зоне (на площадях Ордынская – Червоная) она превышает 700 м. В направлении Тимашевской ступени, на северном и западном бортах синклинали, толщина яруса постепенно сокращается за счёт уменьшения толщины песчаных горизонтов и их последовательного, снизу вверх, стратиграфического выклинивания путём подошвенного налегания на верхнесарматский комплекс. В полосе наибольшего выклинивания меотиса его толщина составляет от 45 м до 80 м, песчаные образования представлены исключительно IV горизонтом. В южном направлении сокращение толщины меотиса происходит за счёт уменьшения толщины песчаных горизонтов при сохранении полноты разреза. В осевой полосе Краснодарско-Анастасиевской антиклинальной зоны, являющейся южной границей Темрюкской синклинали, толщина меотиса составляет 240 м при наличии в разрезе всех основных номенклатурных пачек. В Керченско-Таманском прогибе меотические отложения представлены глинами.

В разрезе площади Новой выделяются IV, V и следы VI, VI_a и VII горизонтов. Толщина меотического яруса составляет 678 м.

Понтический ярус

Отложения яруса представлены глинами серыми и тёмно-серыми, карбонатными, песчанистыми, слюдястыми, с прослоями и пластами песчаников (песков) серых, тёмно-серых, карбонатных, средне-мелкозернистых.

Песчаные прослои объединены во II и III промысловые горизонты. Максимальные суммарные толщины, до 320 м, горизонты имеют на северном борту Темрюкской синклинали, в полосе Новотитаровской зоны блоково-сбросовых дислокаций. В южном направлении горизонты постепенно выклиниваются. В осевой части и на южном борту синклинали, на площадях Гарбузовская, Становая, Рисовая толщины горизонтов не превышают 15–30 м.

На площади Новой толщины II и III горизонтов составляют 18 и 58 м. Общая толщина яруса 658 м.

Нижний плиоцен

Киммерийский ярус

Киммерийский ярус обособляется на две части: нижнюю – глинистую («рудные слои») и верхнюю – песчано-глинистую («надрудные слои»).

Нижняя часть («рудные слои») сложена глинами серыми, тёмно-серыми, некарбонатными, алевролитистыми, слюдястыми, плотными, средней крепости, с обуглившимися растительными остатками и редкими прослоями и линзами сидерита толщиной от 1–2 см до 15–20 см.

Верхняя часть киммерия («надрудные слои») – песчано-глинистая. Пески серые и светло-серые, некарбонатные, местами глинистые, слюдястые, слоистые, с прослоями глин серых, некарбонатных, слабопесчанистых, плотных.

Общая толщина киммерийского яруса составляет 827 м.

Верхний плиоцен

Куяльницкий ярус

Отложения верхнего плиоцена представлены чередованием крупных пачек песков и глин, которые не выдерживаются по площади, замещая друг друга на коротких расстояниях.

Глины встречаются двух типов: в низах куяльника преобладают голубовато-серые, карбонатные, в верхней части – пестроокрашенные, бесструктурные, песчанистые, с карбонатными включениями.

Пески буровато-жёлтые и светлые, рыхлые, мелко- и разнозернистые, часто с включениями галек древних пород.

Толщина куяльницкого яруса 652 м.

Антропоген + нерасчленённый верхний плиоцен

Граница четвертичных отложений и верхнего плиоцена в ЗКП фаунистически не обоснована и при отсутствии литологических отличий проводится ориентировочно. Ниже современных и позднечетвертичных осадков, представленных тёмно-окрашенными илами и глинистыми алевритами толщиной до 10–20 м, залегают пестроцветные («пятнистые»), сильно-песчанистые, бесструктурные глины с прослоями и линзами песков субконтинентального, генезиса, большая или меньшая часть которых (предположительно 50–70 м) относится к антропогену.

Структурно-тектоническая характеристика разреза

В современном тектоническом плане площадь исследований приурочена к западной части Западно-Кубанского (Индоло-Кубанского) прогиба.

Строение Западно-Кубанского прогиба осложнено в южной части Адагумо-Афипской, в северной – Славянско-Рязанской мегасинклиналями, разделёнными мио-плиоценовой Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной диапировой зоной.

Славянско-Рязанская мегасинклиналь по отложениям нижнего-среднего майкопа отчётливо дифференцируется на Славянскую и Темрюкскую синклинали и разделяющих их Славянский выступ. В пределах Темрюкской синклинали и располагается структура Новая.

Темрюкская синклиналь расположена в западной, наиболее погруженной части Славянско-Рязанской мегасинклинали и характеризуется интенсивными пликвативно-дизъюнктивными дислокациями и нефтегазоносностью мио-плиоценовых отложений.

В олигоцен-неогеновом разрезе Темрюкской синклинали выделяются три структурных яруса.

Нижний ярус представлен глинистой толщей нижнего-среднего майкопа. За редким исключением (складки Геленджикская, Свистельниковская) замкнутые структурные осложнения в нижнем-среднем майкопе отсутствуют.

Средний ярус сложен глинистыми и глинисто-карбонатными с прослоями песчанников отложениями верхнего майкопа-сармата.

Верхний структурный ярус. Темрюкской синклинали представлен глинисто-песчаной толщей меотиса-плиоцена, характерной чертой которых является наличие малоамплитудных аккумулятивных поднятий.

Центрально-осевая и южная части сухопутного фрагмента синклинали осложнены многочисленными криптодиапировыми гребневидными брахиформными, нередко удлиненными складками преимущественно северо-западного простирания. Размеры складок по длинной оси 2–4 км, реже до 5–6 км, амплитуды от первых десятков до 20–40 м, в единичных случаях до 200–300 м. Доминирующий возраст складок – позднемайкопский-раннесарматский.

Темрюкский залив. По сравнению с сухопутным, южная и центральная части морского фрагмента Темрюкской синклинали характеризуются слабой дислоцированностью верхнемайкопско-сарматских отложений. Отличительной особенностью морского фрагмента является резкая асимметрия поперечного строения синклинали, заключающаяся в относительно плавном северном и крутом южном крыльях. В современном и палеопланах осевая зона синклинали близка или совпадает с её южной границей.

Основными геотектоническим и пликвативными (в современном и палеопланах) элементами чокрака морского фрагмента и прилегающей суши осевой части Темрюкской синклинали являются Темрюкская депрессионная зона, Пограничный линейный выступ и Куликовская антиклинальная зона, характеризующиеся юго-западным простиранием.

Куликовская антиклинальная зона включает с юга на север поднятия Новое, Кулики и ряд структурных выступов, раскрывающихся в северном направлении.

С учётом результатов бурения скважины № 1 Новая, а также ранее проведённых сейсмических исследований, уточнено тектоническое строение Новой площади.

По отражающему сейсмическому горизонту С_{III} (кровля III пачки чокрака), Новая площадь представлена антиклинальной складкой, субширотного простирания (рис. 2 и 3). Складка связана с брахиантиклиналью. Замыкается складка изогипсой на отметке минус 3510 м и имеет высоту более 100 м. Размеры складки в указанных границах равны 3,5х1,7 км. Складка осложнена в западной части локальными затухающими разрывными нарушениями. Амплитуда нарушений порядка 10–15 м.

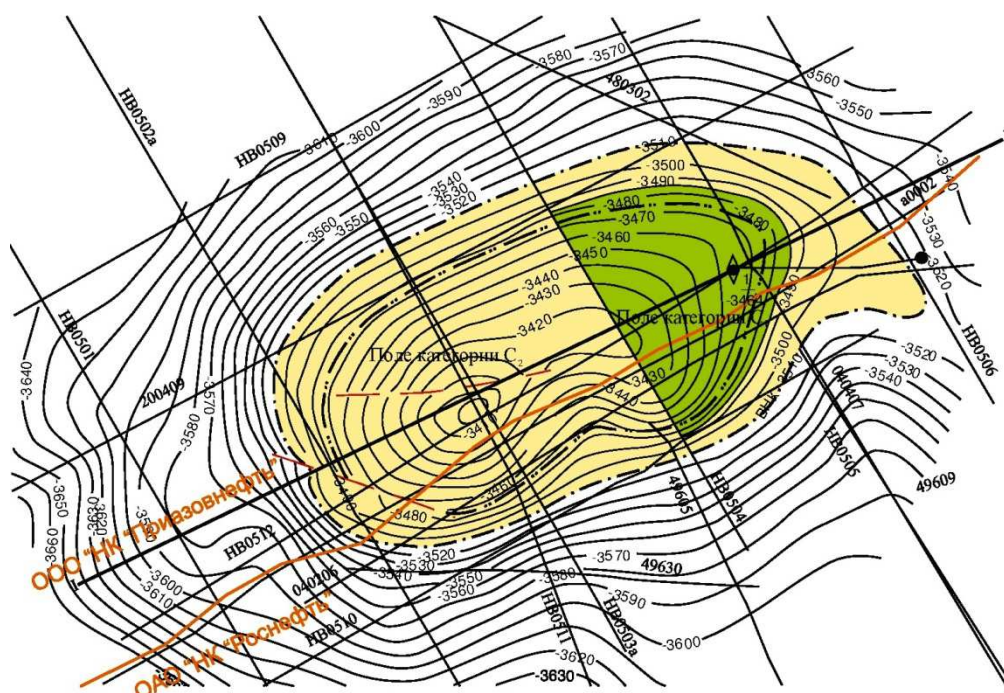


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле коллекторов III пачки чокрака

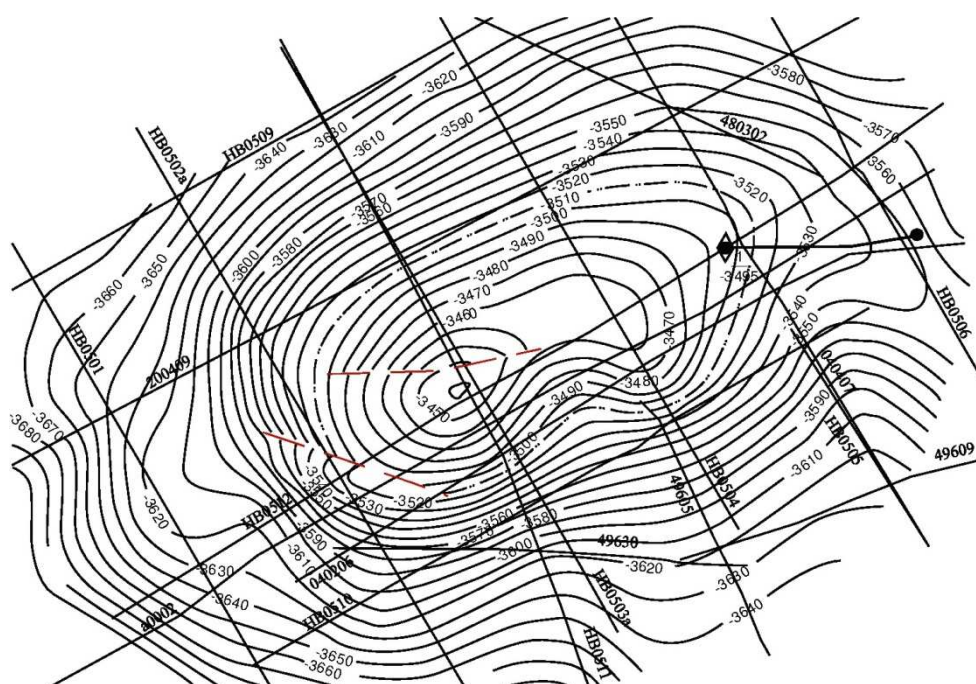


Рисунок 3 – Структурная карта по подошве коллекторов III пачки чокрака

Нефтегазоносность

Новая площадь входит в состав Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. В пределах Западно-Кубанского прогиба (Индоло-Кубанского), к которому в тектоническом плане относится площадь проведения работ, продуктивным является миоценовый нефтегазоносный комплекс.

Нефтегазоносность верхнемиоценовых отложений доказана выявлением газовых месторождений в отложениях понтического и меотического ярусов, таких как: Фрунзенское, Мечетское, Мостовянское, Петровское, Западно-Красноармейское и др. Все эти месторождения приурочены к «бескорневым» складкам уплотнения в терригенных породах, подстилаются подошвенными водами, отличаются относительно простым геологическим строением и сравнительно небольшими запасами (в большинстве случаев – менее 1 млрд м³).

С терригенными отложениями среднего миоцена связаны залежи УВ в чокраке, открытые в рассматриваемом районе на ряде площадей. Залежи газа и конденсата открыты на площадях Прибрежная, Восточно-Прибрежная, ЮМГ, Сладковская, нефти – на Морозовской, Варавенской, Терноватой, Восточно-Черноерковской, Западно-Мечетской, Прибрежной, Чумаковской, площадях.

Залежи УВ характеризуются:

- довольно сложным геологическим строением;
- аномально высокими пластовыми давлениями ($K_{ан} = 1,75–2,03$);
- часто многопластовые, со сложно определяемым фазовым состоянием пластового флюида;
- резкой изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пачек по площади.

Ближайшие к площади проводимых работ выявленные месторождения в чокраке – ЮМГ, Чумаковское (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»), Прибрежное (ООО «Газпром добыча Краснодар»).

Месторождение ЮМГ открыто в 2006 году скважиной № 1, в которой при опробовании отложений чокракского яруса (III₀¹ и III₁ пачки) был получен приток УВ. Пачка III₀¹ опробована в интервале 3168,8–3170,8 м на штуцере 6,1 мм. При освоении получены притоки конденсата и газа дебитами соответственно 85,8 м³/сут. и 124,8 тыс. м³/сут. Пластовое давление на глубине 3169,8 м составляет 58,24 МПа, коэффициент аномальности 1,87. Пачка III₁ опробована в интервале 3176,8–3182,0 м. При освоении объекта получен приток конденсата и газа дебитами соответственно 69,6 м³/сут. и 156,4 тыс. м³/сут. на штуцере 4,1 мм. Пластовое давление на глубине 3179,4 м составляет 58,33 МПа, коэффициент аномальности 1,87. Температура на глубине 3162 м составляет 114,9 °С.

Месторождение Чумаковское открыто в 2005 году скважиной № 1, в которой при опробовании отложений чокракского яруса (III₀ пачка) был получен приток УВ. В эксплуатационной колонне проведено опробование пачки в интервале 3448,4–3458,6 м. При освоении объекта получен приток нефти и растворённого газа дебитами 281,6 м³/сут. и 73,39 тыс. м³/сут. на штуцере 6,2 мм. Пластовое давление, приведённое на глубину 3453,5 м (середина интервала перфорации), составило 61,26 МПа, коэффициент аномальности 1,81, температура пласта на глубине 3430 м – 118,8 °С.

В скважине № 2 в эксплуатационной колонне проведено опробование пачки III₀ в интервале 3466,0–3475,2 м. При освоении объекта получен приток нефти и растворённого газа дебитами 501,6 м³/сут. и 128,9 тыс. м³/сут. на штуцере 10,0 мм. Пластовое давление, приведённое на глубину 3470,6 м (середина интервала перфорации), составило 51,859 МПа, коэффициент аномальности 1,52, температура пласта на глубине 3455 м – 121,9 °С.

Месторождение Прибрежное открыто в 1985 году скважиной № 1, в которой при опробовании отложений чокракского яруса (I пачка) был получен приток УВ. Всего при проведении ГРП в пределах площади были открыты газоконденсатные и нефтяные залежи в семи пачках чокрака.

Непосредственно в пределах Нового месторождения залежь УВ открыта в III пачке чокракского яруса. Залежь по типу пластовая, сводовая.

Опробование коллекторов III пачки проведено в интервале 3710,4–3730,4 м (абсолютная отметка от –3464,1 до –3484,1 м) получен приток нефти дебитом 205,7 м³/сут. и

газа 244,22 тыс. м³/сут. на штуцере диаметром 7,5 мм. Пластовое давление составляет 615 кгс/см², температура составляет 124 °С.

Из интервала залегания пачки при опробовании были отобраны глубинные пробы УВ, по результатам анализа которых определено фазовое состояние УВ в залежах. Открытая залежь УВ по фазовому состоянию является нефтяной. Плотность нефти составляет 784 кг/м³, объёмный коэффициент пластовой нефти – 1,855, газосодержание нефти – 365,1 м³/т.

Залежь III пачки. Продуктивная пачка вскрыта скважиной № 1. В разрезе скважины суммарная нефтенасыщенная толщина коллекторов составляет 28,6 м. Пласты коллекторы представлены песчано-алевролитовыми разностями.

Залежь УВ приурочена к структурной ловушке, связанной с брахиантиклинальной складкой субширотного простирания. Размеры складки по замыкающей изогипсе – 3510 м составляют 3,3х1,6 км, амплитуда 110 м. Свод складки ограниченный изогипсой – 3400 м смещен в юго-западную часть структуры. Складка осложнена двумя локальными затухающими разрывными нарушениями, амплитудой до 15–20 м. В виду того, что ВНК по данным ГИС скважиной не вскрыт, не исключено полное заполнение ловушки до отметки – 3510 м, соответствующей замыкающей изогипсе складки.

Залежь по типу является пластовой, сводовой. Режим залежи прогнозируется упругим по аналогии с ранее открытыми залежами в горизонтах чокракского яруса.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности представляются в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласт III
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	–3464,3
Тип залежи	пластовая, сводовая
Тип коллектора	терригенный
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	C ₁ 1995,1 C ₂ 2804,2
Средняя общая толщина, м	28,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	C ₁ 14,6–20,6 C ₂ 21,0–24,4 средняя 20,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,72
Проницаемость, 10–3 мкм ²	125
Начальная пластовая температура, °С	124
Начальное пластовое давление, МПа	60,50
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,44
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,553
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,784
Абсолютная отметка ВНК, м	3510
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,855
Содержание серы в нефти, %	0
Содержание парафина в нефти, %	1,3–2,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	47
Газовый фактор, м ³ /т	365,1
Содержание сероводорода, %	0
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	26
воды	
породы	

Таблица 2 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

Параметр	Показатели		Пласт в целом
			III
Общая толщина, м	Среднее значение		28,6
	Коэффициент вариации, доли ед.		1
	интервал изменения	от	28,6
		до	28,6
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение		20,6
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	интервал изменения	от	14,6
		до	24,4
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение		0
	Коэффициент вариации, доли ед.		1
	интервал изменения	от	0
		до	0
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение		0
	Коэффициент вариации, доли ед.		1
	интервал изменения	от	0
		до	0
Коэффициент песчаности, доли ед.	Среднее значение		0,72
	Коэффициент вариации, доли ед.		1
	интервал изменения	от	0,72
		до	0,72
Коэффициент расчленённости, доли ед.	Среднее значение		7
	Коэффициент вариации, доли ед.		1
	интервал изменения	от	7
		до	7

Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении разрез площади Новой относится к единой неогеновой водонапорной системе в верхней части осадочного чехла Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Внутри неогеновой водонапорной системы выделяются куяльницко-киммерийский, понтический, меотический и чокракский водоносные комплексы.

Куяльницко-киммерийский водоносный комплекс

Связан с песчаными горизонтами куяльника и надрудными песками, выделяемыми в верхней части киммерия. Верхняя часть надрудных слоёв и отложений куяльника представлены пачками до 60 м хорошо отсортированных песков, разделенных тонкими, до 3–5 м, пластами глин. Эта часть разреза, образующая практически монолитную пачку песков, насыщена пресными водами с общей минерализацией 0,5–3 г/л.

Нижняя часть надрудных слоёв представлена глинами с пачками глинистых песков и алевроитов, не выдержанных по площади. Песчано-алевритовые горизонты этой части разреза в пределах Темрюкской синклинали на приток не испытывались. На диаграммах электрокаротажа эти горизонты, как и песчаные горизонты понта, характеризуются отрицательными аномалиями ПС до 40 мВ и сопротивлениями 1,5–2,0 Ом·м. Такая электрическая характеристика указывает на насыщение их минерализованными водами, общая минерализация которых, по-видимому, близка к понтическим водам.

Понтический водоносный комплекс

Водоносный комплекс развит на всей территории Западно-Кубанского прогиба. В разрезе понтического яруса выделяются II и III песчаные горизонты. При освоении

понтических горизонтов притоки пластовой воды были получены на Гривенской, Анастасиевско-Троицкой, Прибрежной (скважина № 2), Северо-Чебургольской (скважина № 5) и Элитной (скважина № 12) площадях. Результаты анализа пластовых вод указывают на затруднённый режим водообмена.

Тип вод и минерализация изменяются в широких пределах. На Анастасиевско-Троицкой площади тип пластовых вод гидрокарбонатнонатриевый, минерализация 447,2 мг-экв./л. На площадях западной части северного борта ЗКП (пл. Гривенская, Прибрежная, Южно-Чебургольская и др.) минерализация пластовых вод изменяется от 1230,71 до 2107,12 мг-экв./л, тип вод – хлоркальциевый. В этих водах установлены промышленные концентрации микроэлементов: йода до 45–58,8 мг/л и брома 110,86–129,87 мг/л.

Меотический водоносный комплекс

Меотические отложения Темрюкской синклинали представлены песчано-глинистыми фациями. По номенклатуре Анастасиевско-Троицкого месторождения в разрезе меотиса присутствует от одного (площадь Сладковская) до семи (площади Терноватая, Прибрежная, Восточно-Черноерковская, Губернаторская) песчаных горизонтов. С юга на север, от центральной части прогиба к северному борту, происходит общее уменьшение толщины меотиса и последовательное, снизу вверх литолого-стратиграфическое выклинивание песчаных горизонтов.

Водоносные горизонты меотического яруса обладают довольно высокими коллекторскими свойствами. При их испытании получены притоки пластовой воды дебитами от 50–60 до 300 м³/сут.

Западная часть северного борта ЗКП представляет собой зону затруднённого водообмена с распространением в водоносных горизонтах яруса высокоминерализованных (1524–2115 мг-экв./л) хлоркальциевых рассолов. Солевой состав их на 92–97 % сформирован хлоридами щелочных металлов.

Чокракский водоносный комплекс

По данным исследователей, пластовые воды чокракского водоносного комплекса относятся к высоконапорным, что связано с высокими пластовыми давлениями, коэффициенты аномальности которых достигают: 1,83–1,98 на Варавенской; 1,94–2,07 на Морозовской; 1,99 на Терноватой; 1,94–2,02 на Прибрежной и 2,22 на Свистельниковской площадях. Величины приведённых гидродинамических напоров увеличиваются от +2161–2223 м на Сладковской до +2726–2997 м на Морозовской и до +2700–3150 м на Прибрежной площадях. Повышение величин гидродинамических напоров связано с повышением пластовых давлений, которые увеличиваются с глубиной погружения коллектора.

При освоении пачек в эксплуатационной колонне дебиты пластовой воды составляли от 1,4–2,0 до 360 м³/сут. Удельный вес пластовых вод изменяется от 1,009 до 1,011 г/см³.

Воды чокракского яруса Прибрежно-Морозовского и Ханьковско-Губернаторского нефтегазоносных районов относятся к типу гидрокарбонатно-натриевых, к группе хлоридно-натриевых, по классификации Пальмера – к щелочным водам, к классу S1A1A2. Доминирующее место в составе вод занимают хлориды щелочей, а также карбонаты и бикарбонаты щелочей. Подчинённое значение имеют сульфаты щелочей, карбонаты и бикарбонаты щелочных земель. Содержание йода 33–56 мг/л, бора 48–101 мг/л. Минерализация пластовых вод по площади и по разрезу изменяется в незначительных пределах от 380–400 до 508–517 мг-экв./л.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Скважина № 1 на площади Новой вскрыла чокракские отложения на глубинах 3650–3795 м. Керновым материалом охарактеризованы осадочные породы, залегающие выше и ниже III продуктивной пачки, а также сама III пачка.

III продуктивная пачка, залегающая в интервале 3710,6–3746,2 м, представлена керном в шести интервалах отбора: 3708,0–3715,1 м; 3715,1–3718,3 м; 3718,3–3722,9 м; 3722,9–3724,9 м; 3724,9–3740,4 м; 3740,4–3758,5 м. Общая проходка по пачке с отбором керна составила 35,6 м, вынесено 30,05 м, что составляет 84,4 %.

Пачка сложена песчаниками алевритовыми с редкими, тонкими прослоями глин серых с коричневатым оттенком, плотных, аргиллитоподобных и песчаников крепких

сильноизвестковистых, плотных. Преобладают песчаники светло-серые с желтоватым оттенком, серые и тёмно-серые. Реже встречаются песчаники с буровато-серым оттенком и чёрные.

Коллекторы представлены песчаниками светло-серыми и серыми с желтоватым оттенком, мелкозернистыми, алевритовыми, кварцевыми и глауконитово-кварцевыми, слабogliнистыми и глинистыми, неяснослоистыми, участками трещиноватыми по горизонтали, реже алевролитами, песчанистыми, неизвестковистыми и слабоизвестковистыми. Песчаники слабосцементированные и сцементированные. Эффективная ёмкость коллекторов обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа. Обломочные зёрна окатанные и полуокатанные (рис. 4 и 5), прозрачные, иногда с сероватым оттенком. Отсортировка зерен хорошая. Цемент глинистый, по типу поровый и контактно-поровый, в единичных случаях базальный, часто наблюдается бесцементное скрепление зёрен. Глина по минеральному составу полимиктовая и гидрослюдисто-хлоритовая. Свободные поры по форме неправильные, удлинённые, часто щелевидные, образовавшиеся за счёт неполного заполнения порового пространства цементом (рис. 6 и 7).

Среди неизвестковистых песчаников единично встречены тонкие слои крепко-сцементированных песчаников, с глинисто-карбонатным цементом. Песчаники ориентированные слоистые и косослоистые с обилием включений обуглившегося растительного детрита по слоистости. Обломочные зёрна полуокатанные и неокатанные. Отсортировка плохая. Поры просматриваются плохо.

Объём лабораторных исследований керна по месторождению представлен в таблице 3, в которой приведены сведения о количестве образцов по видам лабораторных исследований керна.

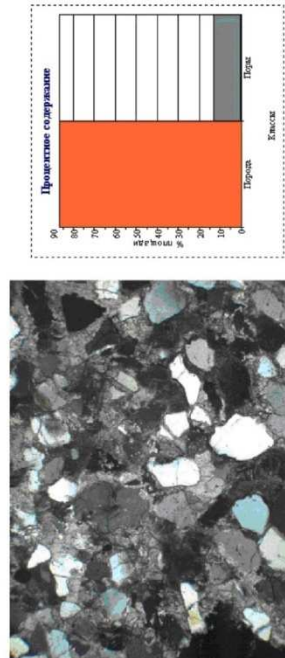
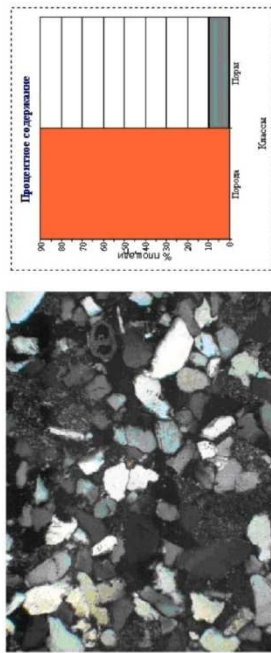
Таблица 3 – Освещённость керновым материалом разреза скважины № 1

Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Количество исследованных образцов	Количество образцов на 1 м проходки
2730,0–2731,2	1,2	0,34	28,3	–	–
3433,7–3441,0	7,3	7,3	100	5	0,7
3596,0–3605,0	9,0	9,0	100	10	1,1
3690,0–3708,0	18,0	14,3	79,4	14	0,8
3708,0–3715,1	7,1	6,7	94,4	12	1,7
3715,1–3718,3	3,2	2,8	87,5	11	3,4
3718,3–3722,9	4,6	4,45	96,7	14	3,0
3722,9–3724,9	2,0	1,9	95	5	2,5
3724,9–3726,4	1,49	1,45	97,3	5	3,4
3726,4–3740,4	14,0	11,2	80	32	2,3
3740,4–3758,5	18,1	18,1	100	18	1,0
3779,0–3797,0	18,0	13,5	75	7	0,4
3811,0–3820,0	9,0	6,6	74	7	0,8
Всего	112,99	97,64	86,4	140	1,24

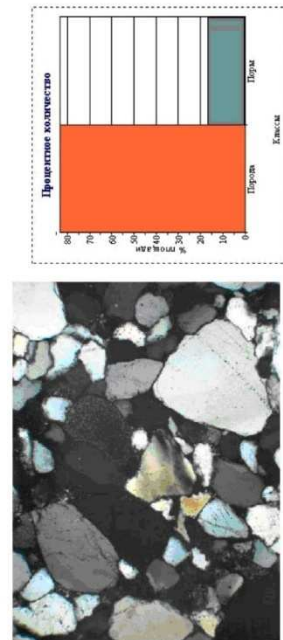
Минералогическая плотность песчаников колеблется от 2,65 до 2,7 г/см³, объёмная от 2,05 до 2,23 г/см³. Пористость насыщения изменяется от 15,3 до 24,3 % и общая пористость изменяется от 15,4 до 24,44 %.

Проницаемость изменяется от 15,33 до 581 мД. Пласты песчаников относятся к II, III и IV классу коллекторов по классификации Ханина.

Покрышкой для коллекторов III пачки являются глины тёмно-серые, с коричневым оттенком, тонко-горизонтально-слоистые, за счёт прослоек мергеля от миллиметра до нескольких сантиметров, плотные, аргиллитоподобные, с примесью органики в виде растительного детрита и остатков рыб, с примесью слюды.

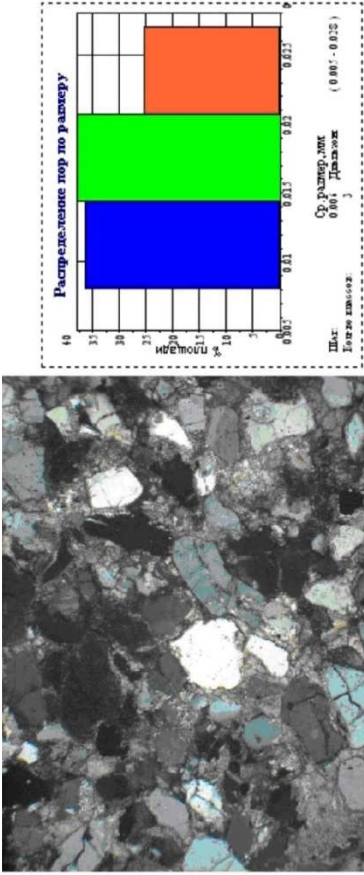


3728.95-3729.00
песчаник алевролитовый, средне-мелкозернистый, глауконито-кварцевый

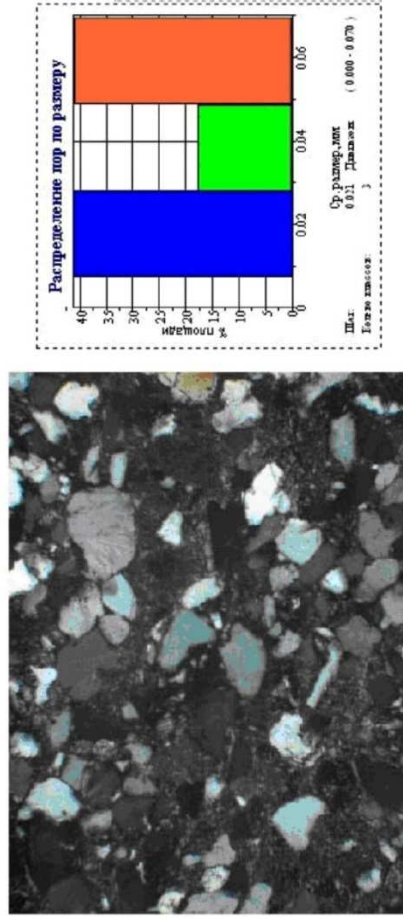


3736.64-3736.69
алевролит песчанистый, глауконито-кварцевый

Рисунок 4 – Характеристика порового пространства
(по скважине № 1)

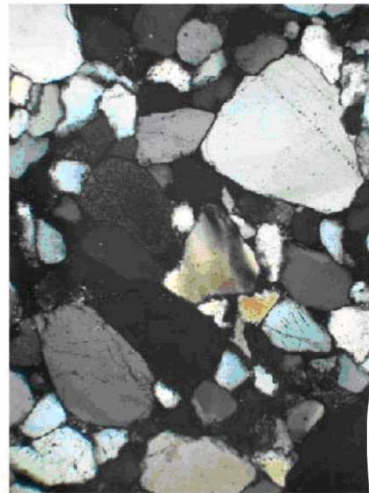


3728.95-3729.00
алевролит песчанистый, кварцевый



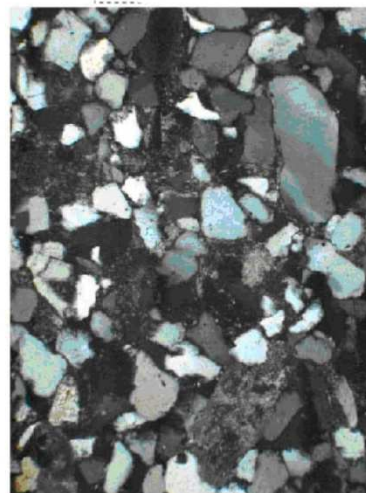
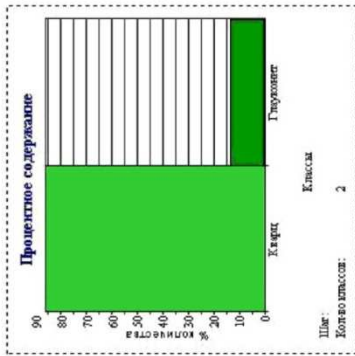
3736.64-3736.69
алевролит песчанистый, глауконито-кварцевый

Рисунок 5 – Распределение пор в породе по размеру
(по скважине № 1)



3732.34-3732.39

песчаник алевролитовый, средне-мелкозернистый, глауконито-кварцевый



3736.64-3736.69

алевролит песчаный, глауконито-кварцевый

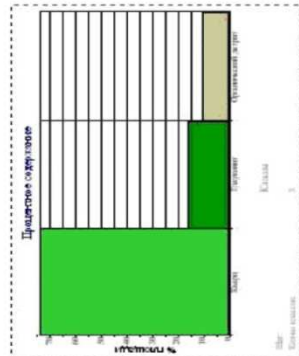
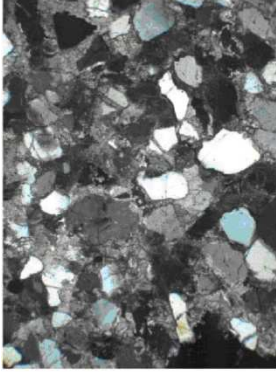
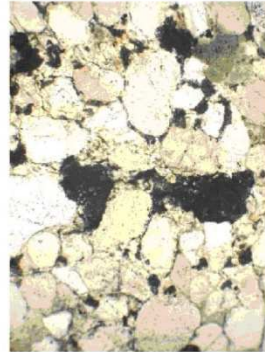
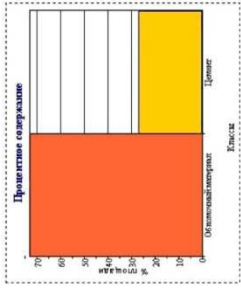


Рисунок 6 – Минеральный состав в породе (по скважине № 1)



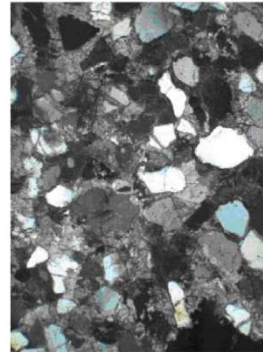
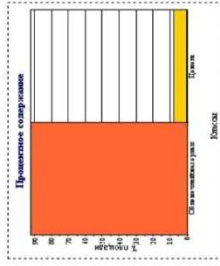
3728.95-3729.00

алевролит песчаный, кварцевый



3732.34-3732.39

песчаник алевролитовый, средне-мелкозернистый, глауконито-кварцевый



3736.64-3736.69

алевролит песчаный, глауконито-кварцевый

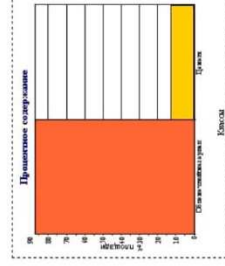


Рисунок 7 – Содержание цемента в породе (по скважине № 1)

Песчаники из продуктивных пластов III пачки исследованы в количестве 73 образцов, по которым выполнено 68 анализов гранулометрического состава, 72 карбонатности, 73 пористости насыщения и общей пористости, 70 проницаемости.

Глинистость коллекторов III пачки низкая, её значения не превышают 16 %. Пористость насыщения изменяется от 15,3 до 24,3 % при среднеарифметическом значении 19,6 % (73 определения).

Выделение эффективных толщин

В разрезе поисковой скважины № 1 Новой площади в отложениях чокракского яруса выделение пластов-коллекторов и определение их эффективных толщин проводилось по комплексу промыслово-геофизических исследований с учётом анализов керна.

По данным кернового материала отложения чокракского яруса представлены тонкими слоями песчаников среднесцементированных; песчаников крепких известковистых; алевролитов и глин. Коллекторы представлены мелко-среднезернистыми песчаниками алевроитовыми, слабоглинистыми, среднесцементированными. Выделение эффективных толщин проводилось по основным качественным признакам коллекторов:

1) сужение диаметра ствола скважины по сравнению с номинальным, за счёт образования глинистой корки, фиксируемой на диаграммах кавернометрии и микрокавернометрии;

2) положительные приращения кажущегося сопротивления микро-потенциал зонда над кажущимся сопротивлением микроградиент зонда;

3) наличие радиального градиента удельного сопротивления породы, определенного по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования;

4) отрицательные аномалии на кривых ПС, в случае благоприятного соотношения $\frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\epsilon}}$ ($\rho_{\phi} > \rho_{\epsilon}$);

5) понижение, относительно уровня глин, величины естественной гамма активности.

Кроме качественных признаков при выделении коллекторов учитывались количественные критерии.

По керновым данным были построены зависимости $K_n = f(K_{np})$, $K_{эл} = f(K_{np})$ и $\Delta J_{эк} = f(K_{эк})$, а также сделана попытка обосновать граничные значения пористости и глинистости. При принятом граничном значении $K_{np} = 1$ мД граничное значение пористости $K_n = 16$ % и глинистости $K_{эл} = 20$ %.

Выделение эффективных толщин проводилось на основании как всех перечисленных признаков, так и части их.

Редко применим признак наличия радиального градиента удельного сопротивления по данным БКЗ. Это связано с тем, что толщина пластов не превышает 3 м.

Плотные пласты (не коллекторы) с повышенным содержанием карбонатного материала определялись по диаграммам БМК, МК, ГГК-П, АК и исключались из обработки. Уплотнённые пласты характеризуются увеличением объёмной плотности по ГГК-П, увеличением скорости пробега продольной волны по АК, отсутствием приращения и увеличением кажущегося сопротивления по МК и БМК. В слабопроницаемых прослоях $\rho_{пбмк} \approx \rho_{пбк}$, тогда как в проницаемых пластах $\rho_{пбмк} < \rho_{пбк}$ или $\rho_{пбмк} > \rho_{пбк}$.

Согласно основным признакам выделения коллекторов, эффективная нефтегазонасыщенная толщина в скважине № 1, вскрывшей залежь III пачки, равна 28,6 м.

Определение коэффициента пористости

Коэффициент пористости коллекторов определялся по данным ГИС и на основе лабораторных исследований керна, отобранного из интервала залегания III пачки.

Определение коэффициента пористости по керну

III продуктивная пачка по данным ГИС выделена в интервале 3710,6–3746,2 м. В пачке выделяется 24 продуктивных пропластка, толщиной от 0,3 до 2,9 м.

Керн отбирался в интервалах: 3708–3715,1 м (вынос 6,6 м), 3715,1–3718,3 м (вынос 2,8 м), 3718,3–3722,9 (вынос 4,45 м), 3722,9–3724,9 м (вынос 1,7 м), 3724,9–3726,4 м

(вынос 1,4 м), 3726,4–3740,4 м (вынос 10,4 м), 3740,4–3758,5 м (вынос 17,6 м). Общая проходка составила 50,49 м (вынос керна 44,95 м или 89 %). По III продуктивной пачке проходка составила 35,6 м (100 %). На поверхность вынесено 30,05 м, что составляет 84,4 %. Вынесенный на поверхность керн представлен, преимущественно, песчаником алевритовым мелкозернистым, слабоглинистым ($C_{эл} = 1,3–16,28$ %), неизвестковистым и слабоизвестковистым ($C_a = 1,6–19,28$ %), слабо- и среднесцементированным. В кровле и в подошве вынесенного керна отмечены сантиметровые прослои глин аргил-литоподобных, плотных и мергелей.

Коэффициент пористости изменяется от 0,153 до 0,243, при среднеарифметическом значении 0,196 (73 определения).

Определение коэффициента пористости по данным ГИС

По геофизическим данным коэффициент пористости определялся по АК, ННК, ГГК.

Радиоактивный каротаж

По данным ГК определялась глинистость пластов Новой площади. Для чокракских отложений сделана попытка обосновать зависимость двойного разностного $\Delta I_{эк}$ параметра ГК от объёмной глинистости. При этом параметр $\Delta I_{эк}$ находился по диаграммам гамма-каротажа, а глинистость – по керну. Аналитически зависимость $\Delta I_{эк} = f(K_{эл})$ может быть представлена следующим выражением $K_{эл} = 3,6654 \cdot e^{2,626 \cdot \Delta I_{эк}}$.

Нейтрон-нейтронный каротаж

Пористость пород определялась по компенсированному двухзондовому нейтронному каротажу по тепловым нейтронам.

По данным нейтронного каротажа определялось суммарное водородосодержание пород $\omega_{НК}$ (объёмное водородосодержание породы по отношению к объёмному содержанию водорода в пресной воде при температуре 25 °С).

В соответствии с моделью коллекторов чокракского горизонта и учитывая, что радиус исследования нейтронными методами составляет 30–40 см, измеряемое $\omega_{НК}$ зависит от водородосодержания флюидов в поровом пространстве промытой фильтратом бурового раствора части пласта, зоны проникновения и водородосодержания химически связанной воды в глинах (гидрослюдах).

Эквивалентная влажность пород определяется выражением:

$$\omega_{НК} = K_n + \omega_{эплм} \cdot K_{эл},$$

где $\omega_{эплм}$ – водородосодержание химически связанной воды в гидрослюдах ($\omega_{эплм} = 0,19$); $K_{эл}$ – объёмная глинистость.

Таким образом, интерпретационное уравнение для определения K_n по нейтронному каротажу в условиях чокракских отложений имеют следующий вид:

$$K_n = \omega_{НК} - 0,19 \cdot K_{эл}.$$

Гамма-гамма плотностной каротаж

Объёмная плотность δ_n , измеряемая гамма-гамма-каротажем, определяется плотностью флюидов насыщающих поровое пространство и плотностью твёрдой фазы породы. Для чокракских отложений:

$$\delta_n = \delta_{фл} \cdot K_n + (1 - K_n) \cdot \delta_{кк SiO_2},$$

где $\delta_{кк SiO_2}$ – плотность кварца, равная $2,65 \cdot 10^3$ кг/м³; $\delta_{фл}$ – плотность флюида в промытой зоне пласта, принята равной $1 \cdot 10^3$ кг/м³.

Решая уравнение относительно K_n , имеем:

$$K_n = \frac{\delta_{кк SiO_2} - \delta_n}{\delta_{кк SiO_2} - \delta_{фл}} \text{ или } K_n = \frac{2,65 - \delta_n}{1,65}.$$

Акустический картаж

Для определения пористости по АК при $K_{эл} < 10\%$ использовалось уравнение среднего времени:

$$K_n = \frac{\Delta t_{пу} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{SiO_2}}$$

При глинистости более 10% использовалось уравнение:

$$K_n = \frac{\Delta t_{пу} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{SiO_2}} - K_{эл} \cdot \frac{\Delta t_{гел} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{SiO_2}},$$

где $\Delta t_{пу}$ – интервальное время пробега продольной волны в пласте; Δt_{SiO_2} – интервальное время пробега волны в кварцевом песчанике, равное 170 мкс/м; $\Delta t_{ж}$ – интервальное время пробега волны в жидкости, насыщающей поровое пространство промытой зоны, в соответствии с термобарическими условиями ($P = 60,3$ МПа, $t = 124$ °С и минерализацией промывочной жидкости 13 г/л), принято 610 мкс/м; $\Delta t_{гел}$ – интервальное время пробега продольной волны во вмещающих глинах, соответствует 355 мкс/м.

Для подсчёта запасов предлагается принять среднюю пористость, полученную по трём методам ГГК-П, АК, НК и равную $0,202 \approx 0,2$.

Сопоставление K_n по керну и данным ГИС представлено на рисунке 8.

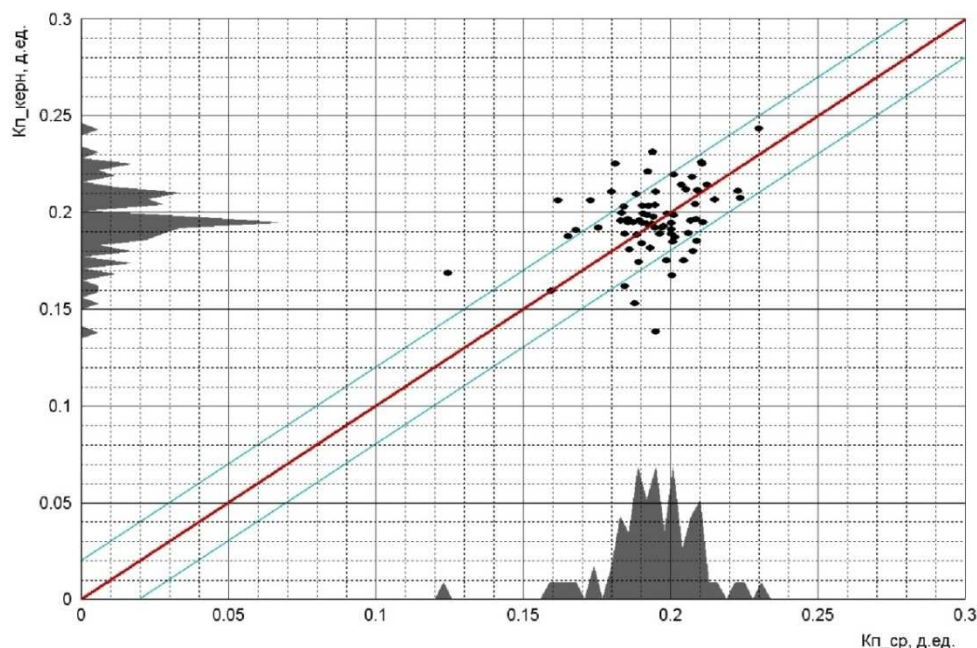


Рисунок 8 – Сопоставление $K_{п_кern}$ и $K_{п_ср}$

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности K_H продуктивных коллекторов определялся по ГИС по формуле:

$$K_H = 1 - K_в,$$

где $K_в$ – коэффициент водонасыщенности, определялся по зависимости $P_H = f(K_в)$, полученной методом центрифугирования образцов керна из скважины № 1 Новой площади, насыщенных водой с минерализацией 13 г/л, соответствующей минерализации пластовой воды чокракских отложений. В расчётах использовалась

зависимость $P_H = \frac{1}{K_в^{1,78}}$.

Параметр насыщения рассчитывался по формуле:

$$P_H = \frac{\rho_{пн}}{\rho_{пв}},$$

где $\rho_{пн}$ – сопротивление неизменной части нефтенасыщенного пласта; $\rho_{пв}$ – сопротивление данного пласта при 100 % водонасыщении, рассчитывалось по формуле $\rho_{пв} = P_n \cdot \rho_в$ с использованием зависимости $P_n = f(K_n)$, где $\rho_в$ – сопротивление пластовой воды (принято равным 0,12 Ом·м при минерализации воды 13 г/л и $T_{пл} = 124$ °С).

Средневзвешенное по толщине значение K_n для III продуктивной пачки равно 0,716 \approx 0,72.

Обоснование ВНК

В пределах Новой площади пробурена только одна скважина № 1.

В разрезе скважины интервал залегания коллекторов выделен по ГИС в пределах глубин 3710,6–3741,2 м (абсолютная отметка от –3464,3 до –3494,9 м). Весь интервал коллекторов нефтенасыщен по ГИС. Ниже, с глубины 3741,2 м (абсолютная отметка –3494,9 м) залегают глины.

При опробовании в интервале 3710,4–3730,4 м (абсолютная отметка от –3464,1 до –3484,1 м) получен приток нефти дебитом 205,7 м³/сут. и газа 244,22 тыс. м³/сут на штуцере диаметром 7,5 мм.

Как видно из приведённых данных, ВНК в скважине не вскрыт. Для подсчёта запасов УВ в залежи принимается положение ВНК на отметке – 3510 м – замкнутая изогипса ловушки.

Обоснование подсчётных параметров (физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов)

Обоснование категорий запасов

Тип, форма и размеры залежи III пачки чокракского яруса Нового месторождения определены по данным интерпретации сейсморазведочных материалов, ГИС и опробования в скважине.

Геофизическими и петрофизическими исследованиями определены литологический состав, тип коллектора, эффективные и нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности.

Дебиты, свойства нефти и растворённого газа, пластовое давление изучены по результатам освоения скважины и исследованиям проб пластового флюида.

На основании степени изученности запасы нефти и растворённого газа Нового месторождения отнесены к категории C_1 и C_2 .

Известные чокракские месторождения данного района в общем характеризуются небольшими площадными размерами залежей, сильной литологической изменчивостью, зачастую, многосластовостью. Разбуривание по эксплуатационной сетке скважинами, как правило, не проводится, а залежи эксплуатируются существующим фондом поисковых и разведочных скважин. Поэтому для выделения границ категории C_1 не использовалось двойное расстояние между эксплуатационными скважинами. В связи с получением притока УВ из пачки, в поле запасов категории C_1 отнесена часть залежи вокруг скважины, ограниченная с юго-запада линией, проведённой на расстоянии 750 м, равном радиусу дренирования пласта скважины по расчётам института «СевКавНИПИ-газ» для аналогичного по строению разрабатываемого Прибрежного месторождения в чокраке, модель и запасы которого прошли экспертизу и утверждены в ГКЗ. Целесообразность проведения границы категории на этом месте подтверждается и информативностью сейсмического материала, по которому строение структуры в центральной части, за сейсмопрофилем НВ0504, менее достоверно из-за неоднозначной сейсмозаписи на временных разрезах, вызванной или геологической причиной (ядро криптодиапира) или технической (качество полевых работ). Граница категории C_1 с других сторон проводится по абсолютной отметке – 3484,1 м, соответствующей нижним дырам перфорации. Всё остальное поле продуктивности до внешнего контура, проведённого по замку складки на абсолютной отметке – 3510 м отнесено к категории C_2 (рис. 9).

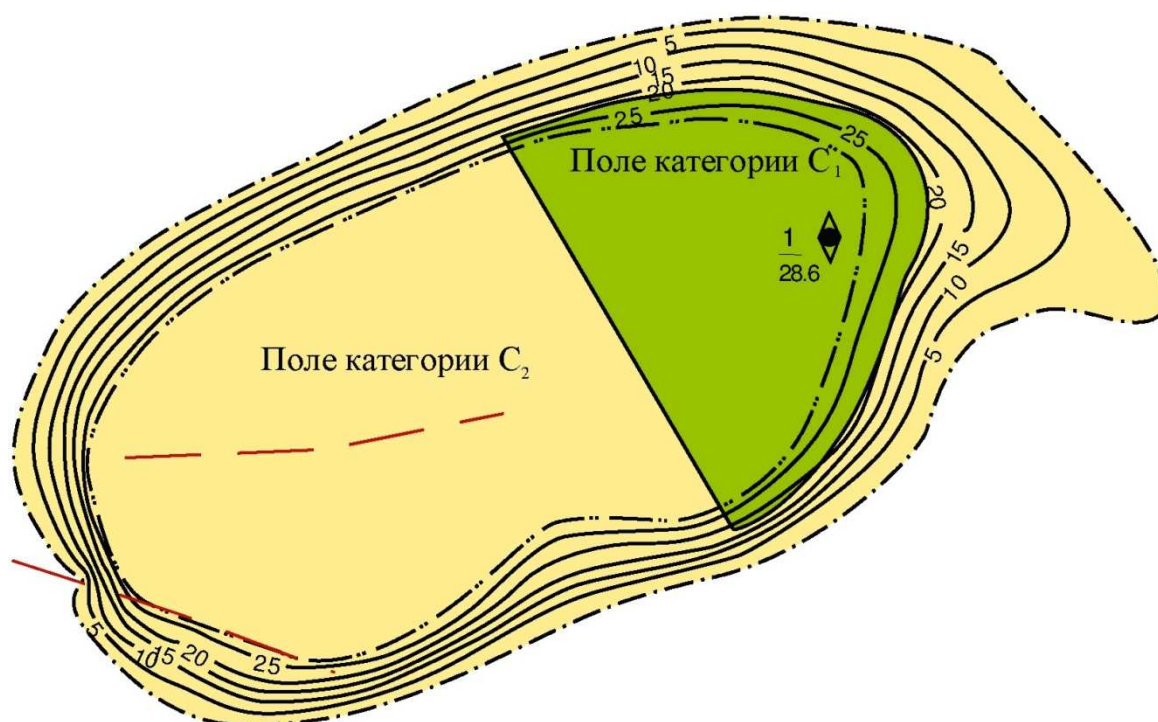


Рисунок 9 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин III пачки чокрака

Площадь нефтеносности

Рассчитана планиметром полярным на подсчётном плане масштаба 1:25000, составленном для залежи продуктивной пачки, с выделенными границами категорий запасов C_1 и C_2 , и проконтролирована по карте изопахит, построенной с учётом типа залежи (рис. 9).

Площадь нефтеносности залежи в пределах выделенных границ равна:

- III пачка – категория запасов C_1 – 1044,8 тыс. м²;
- категория запасов C_2 – 3754,5 тыс. м²;
- в том числе: по лицензии ООО «НК «Приазовнефть»»:
 - категория запасов C_1 – 794,1 тыс. м²;
 - категория запасов C_2 – 2645,8 тыс. м²;
- по лицензии ОАО «НК «Роснефть»»:
 - категория запасов C_1 – 250,7 тыс. м²;
 - категория запасов C_2 – 1108,7 тыс. м².

Эффективные нефтенасыщенные толщины

Выделение эффективных толщин проведено на основе качественных и количественных критериев. Согласно основным признакам выделения коллекторов, эффективные нефтенасыщенные толщины III пачки в скважине № 1 – 28,6 м.

При расчёте средневзвешенной по площади эффективной нефтенасыщенной толщины для залежи строилась карта толщин, на которой толщина внутри внутреннего контура принималась равной вскрытой в скважине – 28,6 м, а между контурами интерполировалась до 0 м. Средневзвешенная толщина определялись для каждого поля категорий запасов с учётом лицензионной границы.

В залежи III пачки средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составила:

- по лицензии ООО «НК «Приазовнефть» категория запасов C_1 – 27,7 м, категория запасов C_2 – 21,3 м;
- по лицензии ОАО «НК «Роснефть» категория запасов C_1 – 26,7 м, категория запасов C_2 – 15,7 м.

Расчёт площадей и нефтенасыщенных объёмов приведён в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт площадей и нефтенасыщенных объёмов

Границы изопахит, м	Среднее значение, м	Площадь, м ²	Нефтенасыщенный объём, м ³
Категория запасов С₁			
По лицензии ООО «НК «Приазовнефть»			
28,6	28,6	615 685	17 608 591
28,6–25,0	26,8	80 420	2 155 256
25,0–20,0	22,5	97 966	2 204 235
Итого		794 071	21 968 082
	$h_{cp} = 27,7$ м	$F = 794,1$ тыс. м ²	
По лицензии ОАО «НК «Роснефть»			
28,6	28,6	155 112	4 436 203
28,6–25,0	26,8	37 110	994 548
25,0–20,0	22,5	49 413	1 111 793
20,0–15,0	17,5	9 069	158 708
Итого		250 704	6 701 252
	$h_{cp} = 26,7$ м	$F = 250,7$ тыс. м ²	
Категория запасов С₂			
По лицензии ООО «НК «Приазовнефть»			
28,6	28,6	1 492 892	42 696 711
28,6–25,0	26,8	68 219	1 828 269
25,0–20,0	22,5	146 740	3 301 650
20,0–15,0	17,5	193 494	3 386 145
15,0–10,0	12,5	216 294	2 703 675
10,0–5,0	7,5	239 313	1 794 848
5,0–0	2,5	288 819	722 048
Итого		2 645 771	56 433 346
	$h_{cp} = 21,3$ м	$F = 2645,8$ тыс. м ²	
По лицензии ОАО «НК «Роснефть»			
28,6	28,6	324 170	9 271 262
28,6–25,0	26,8	61 636	1 651 845
25,0–20,0	22,5	62 943	1 416 218
20,0–15,0	17,5	111 748	1 955 590
15,0–10,0	12,5	103 785	1 297 313
10,0–5,0	7,5	145 452	1 090 890
5,0–0	2,5	298 972	747 430
Итого		1 108 706	174 300 548
	$h_{cp} = 15,7$ м	$F = 1108,7$ тыс. м ²	

Коэффициент пористости

Определялся по данным ГИС и по данным кернового материала. III продуктивная пачка по данным ГИС выделена в интервале 3710,6–3746,2 м. В пачке выделяется 24 продуктивных пропластков, толщиной от 0,3 до 2,9 м. Суммарная эффективная толщина коллекторов вскрытых в скважине – 28,6 м.

Керн отбирался в интервалах: 3708–3715,1 м (вынос 6,6 м), 3715,1–3718,3 м (вынос 2,8 м), 3718,3–3722,9 м (вынос 4,45 м), 3722,9–3724,9 м (вынос 1,7 м), 3724,9–3726,39 м (вынос 1,4 м), 3726,4–3740,4 м (вынос 10,4 м), 3740,4–3758,5 м (вынос 17,6 м). Общая проходка составила 50,49 м (вынос керна 44,95 м или 89 %). По III продуктивной пачке

проходка составила 35,6 м (100 %). На поверхность вынесено 30,05 м, что составляет 84,4 %. Вынесенный на поверхность керн представлен, преимущественно, песчаником алевритовым мелкозернистым, слабоглинистым ($C_{эл} = 1,3-16,28$ %), неизвестковистым и слабоизвестковистым ($C_a = 1,6-19,28$ %), слабо- и среднесцементированным. В кровле и в подошве вынесенного керна отмечены сантиметровые прослои глин аргиллитоподобных, плотных и мергелей.

Коэффициент пористости изменяется от 0,159 до 0,243, при среднеарифметическом значении 0,196 (73 определения).

По геофизическим данным, коэффициент пористости определялся по данным АК, ГГКП и ННК-Т. По данным ГИС средневзвешенное значение коэффициента пористости составляет $0,202 \approx 0,2$. Поскольку значения K_r по ГИС и керну практически равны, для подсчёта запасов принято средневзвешенное по толщине значение K_r по ГИС, равное 0,2.

Коэффициент нефтенасыщенности

Определялся по данным ГИС с использованием зависимости $P_H = f(K_g)$, полученной методом центрифугирования образцов керна в скважине № 1. В расчётах использовалось уравнение $P_H = \frac{1}{K_g^{1,78}}$. Средневзвешенное по толщине значение $K_{не}$ равно $0,716 \approx 0,72$, которое и принято для подсчёта запасов.

Плотность нефти

Величина плотности нефти определялась по пробам УВ, отобранным из интервала залегания пачки в скважине № 1. Были отобраны как глубинные пробы, так и на устье скважины из сепаратора.

Исследование глубинных и устьевых проб нефти, проводилось в научно-исследовательской лаборатории «НК «Роснефть»-НТЦ». Для принятия величины плотности нефти в расчёт запасов были использованы её значения определенные по результатам анализа глубинных проб.

Для залежи пачки III значение плотности нефти равно $0,784$ г/см³.

Приведённое значение плотности нефти для залежи пачки принято для подсчёта запасов нефти.

Объёмный и пересчётный коэффициенты пластовой нефти

Объёмный коэффициент пластовой нефти b определялся путём лабораторного анализа глубинных проб нефти, отобранных из интервалов залегания продуктивной пачки.

По результатам анализа пробы нефти, отобранной из интервала залегания III пачки, величина объёмного коэффициента составила 1,855. В результате пересчётный коэффициент для нефти как величина обратная объёмному коэффициенту b составил

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{1}{1,855} = 0,539.$$

Полученное значение пересчётного коэффициента принято для подсчёта запасов нефти по продуктивной пачке.

Коэффициент извлечения нефти

Коэффициент извлечения нефти по залежи продуктивной пачки принимается по аналогии равным 0,5. Такой коэффициент утверждён ГКЗ РФ для всех залежей близ расположенного Прибрежного месторождения, имеющего сходное геологическое строение и фазовое состояние пластовых флюидов.

Начальное газосодержание пластовой нефти

Определялось путём лабораторного анализа глубинных проб нефти, отобранных из интервала залегания продуктивной пачки.

По результатам анализа пробы нефти, отобранной из интервала залегания III пачки, величина начального газосодержания нефти составила – $365,1$ м³/т ($286,2$ м³/м³).

Полученное значение начального газосодержания нефти принято для подсчёта запасов нефти по продуктивной пачке.

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа

Оценка запасов УВ в залежи осуществлялась объёмным методом.

Для подсчёта начальных геологических и извлекаемых запасов нефти использовалась формула:

$$Q_H = F \cdot h_H \cdot K_r \cdot K_H \cdot \theta \cdot \rho \cdot K_{изв},$$

где F – площадь нефтеносности, км²; h_H – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м; K_r – коэффициент пористости, доли ед.; K_H – коэффициент нефтенасыщения, доли ед.; θ – пересчётный коэффициент, доли ед.; ρ – плотность нефти, кг/м³; $K_{изв}$ – коэффициент извлечения.

Запасы растворённого в нефти газа подсчитаны по формуле:

$$Q_2 = Q_H \cdot r_0,$$

где Q_2 – запасы растворённого газа, млн м³; Q_H – запасы нефти в залежи, тыс. тонн; r_0 – начальное газосодержание, м³/т.

Подсчёт начальных геологических и извлекаемых запасов нефти

Начальные геологические и извлекаемые запасы пластовой нефти подсчитывались при следующих подсчётных параметрах:

- по лицензии ООО «НК «Приазовнефть»:

Категория запасов С ₁	Категория запасов С ₂
$F = 794,1$ тыс. м ²	$F = 2645,8$ тыс. м ²
$h = 27,7$ м	$h = 21,3$ м
$K_r = 0,20$ доли ед.	$K_r = 0,20$ доли ед.
$K_H = 0,72$ доли ед.	$K_H = 0,72$ доли ед.
$\theta = 0,539$ доли ед.	$\theta = 0,539$ доли ед.
$\rho_H = 784$ кг/м ³	$\rho_H = 784$ кг/м ³
$K_{изв} = 0,5$ доли ед.	$K_{изв} = 0,5$ доли ед.

- по лицензии ОАО «НК «Роснефть»:

Категория запасов С ₁	Категория запасов С ₂
$F = 250,7$ тыс. м ²	$F = 1108,7$ тыс. м ²
$h = 26,7$ м	$h = 15,7$ м
$K_r = 0,20$ доли ед.	$K_r = 0,20$ доли ед.
$K_H = 0,72$ доли ед.	$K_H = 0,72$ доли ед.
$\theta = 0,539$ доли ед.	$\theta = 0,539$ доли ед.
$\rho_H = 784$ кг/м ³	$\rho_H = 784$ кг/м ³
$K_{изв} = 0,5$ доли ед.	$K_{изв} = 0,5$ доли ед.

При указанных подсчётных параметрах начальные запасы нефти составили:

- по лицензии ООО «НК «Приазовнефть» 1339/670 тыс. тонн – категории С₁ и 3429/1715 тыс. тонн – категории С₂;
- по лицензии ОАО «НК «Роснефть» 407/204 тыс. тонн – категории С₁ и 1059/530 тыс. тонн – категории С₂.

Литература:

1. Гайдук В.В. Анализ и обобщение геолого-геофизических данных в пределах Темрюкско-Ахтарского лицензионного участка и сопредельных территорий с целью выделения поисковых объектов, оценки ресурсов и обоснования точек заложения скважин : Фонды ООО «НПЭ». – Краснодар : ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», 2004.

2. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2003. – 397 с.
3. Комплексное исследование керна из новых скважин и исследование шлама в бурящихся скважинах. Площадь ЮМГ, скважина 1 : Фонды ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2006.
4. Создание петрофизического обеспечения для подсчёта запасов нефти чокракских отложений Терноватой площади : Фонды ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2002.
5. Матвиенко В.Н., Новосёлова Л.Л. Подземные воды Сладковско-Морозовской площади и возможность использования их в народно-хозяйственных целях : Отчёт о НИР. – Краснодар : Нефтегазовая производственная экспедиция, 2001.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
7. 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 : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин, в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине: Заканчивание нефтяных и газовых скважин, в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
14. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
15. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... док-а техн. наук. – М., 2013. – 432 с.
16. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
19. 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. – Ч. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
20. 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.
21. 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.
22. Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – № 6. – С. 22–27.

23. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти и методы управления процессами нефтеотдачи // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2012. – № 8/2012. – С. 39–43.

24. Савенок О.В., Кошелев А.Т. Междисциплинарные подходы и их применение при решении задач прогнозирования затруднений нефтедобычи // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – № 12. – С. 4–11.

25. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – № 1. – С. 54–65.

26. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М. : Издательство ЗАО «Камелот Пабблишинг», 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

27. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 121–143.

References:

1. Gayduk V.V. The analysis and synthesis of geologic-geophysical data in limits Temryuksko-Akhtarskogo of the license area and adjacent territories for the purpose of allocation of search objects, assessment of resources and justification of points of laying of wells: Funds of LLC NPE. – Krasnodar : LLC Neftegazovaya proizvodstvennaya ekspedition, 2004.

2. Shnurman I.G. Studying of terrigenous collectors of Ciscaucasia by results of geophysical surveys of wells. – Krasnodar : Education South, 2003. – 397 p.

3. A complex research of a core from new wells and a slime research in the drilled wells. Area of YuMG, well 1: Funds of LLC Rosneft-STC. – Krasnodar : LLC Rosneft-STC, 2006.

4. Creation of petrophysical providing for calculation of reserves of oil the chokraskikh of deposits of Ternovataya Square: Funds of LLC Rosneft-STC. – Krasnodar : LLC Rosneft STC Oil Company, 2002.

5. Matviyenko V.N., Novosyolova L.L. Underground waters of Sladkovsko-Morozovskaya Square and a possibility of their use in the economic purposes: Report on research. – Krasnodar : Neftegazovaya proizvodstvennaya ekspedition, 2001.

6. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.

7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells, in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on discipline: Completion oil and gas wells, in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Damask steels A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdlovin Science i practice : monograph. – L'viv: Spol, 2018. – 476 p.

12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.

13. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

14. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.

15. Savenok O.V. Povysheniye of efficiency of basic and management information technologies when developing fields of hydrocarbons with hardly removable stocks : yew. ... dock tehn. sciences. – M., 2013. – 432 p.

16. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2017. – 203 p.

17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

18. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.

19. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of development of oil and gas fields and assessment of outputs of wells//Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2018. – T. 2. – Part 2: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.

20. Kurenkov V.V. Creation of three-dimensional geological model on the example of a lithology of the Vyngapurovsky field // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 108–110.

21. Povarova L.V., Yakovina A.S., Daniyelyan G.G. Calculation of reserves of oil and the dissolved Kowalewski's gas of the field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.

22. Savenok O.V. The Factors Complicating Oil Production (FZDN): classification and systematization//Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2012. – № 6. – P. 22–27.

23. Savenok O.V. Hardly removable reserves of oil and methods of management of processes of oil recovery // Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2012. – № 8/2012. – P. 39–43.

24. Savenok O.V., Koshelev A.T. Cross-disciplinary approaches and their application at the solution of problems of forecasting of difficulties of oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2012. – № 12. – P. 4–11.

25. Skuba D.A., Kolbunov M.G., Avenok O.V., Solovyova V.N. Probabilistic model of massive deposits of oil in the verkhnekamennougolnykh and the Silurian and Devonian carbonate deposits of the Timano-Pechorsky province // the Scientific and technical magazine «Inzhener-nefyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2016. – № 1. – P. 54–65.

26. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Avenok O.V. Metod of development of oil fields with the interacting objects // the Territoriya NEFTEGAZ Magazine. – M. : CJSC Camelot Publishing publishing house, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

27. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Otsenka of the prospects of additional exploration of the multibedded Southern Udmurt field on the basis of specification of geological model and opytno-promyshlen-Nye development of operational objects // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3. – P. 121–143.

**ВЫБОР СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ
IV ГОРИЗОНТА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**THE CHOICE OF THE METHOD OF OPERATION OF WELLS
AT THE LAST STAGE OF DEVELOPMENT ON THE EXAMPLE
OF THE IV HORIZON ON THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

Борзов Максим Игоревич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
maksborzov301@gmail.com

Аннотация. Целью статьи является выбор способа эксплуатации скважин на поздней стадии разработки на примере IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. На основании технико-экономических расчётов обоснован газлифтный способ эксплуатации, предусматривающий использование в качестве рабочего агента газа газовой шапки. Предложена компоновка и внутрискважинное оборудование для осуществления внутрискважинного газлифта, позволяющая без дополнительного обустройства системы газораспределения на Анастасиевской площади месторождения использовать энергию газовой шапки. Рассмотрен регламент внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин для данного месторождения. Экономическая оценка проекта демонстрирует его высокую эффективность, несмотря на значительные капитальные вложения.

Ключевые слова: способы добычи нефти на месторождении; фонтанная эксплуатация скважин; механизированная эксплуатация скважин; выбор способа механизированной эксплуатации; поздняя стадия разработки; схемы компоновки для внедрения внутрискважинного газлифта; подбор оборудования для внедрения внутрискважинного газлифта.

Borzov Maksim Igorevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
maksborzov301@gmail.com

Annotation. The purpose of the article is to choose the method of well operation at a late stage of development using the example of the IV horizon of the Anastasievsko-Troitskoye field. On the basis of technical and economic calculations, the gas-lift method of operation is justified, which implies the use of a gas cap as a working agent. A layout and downhole equipment for the implementation of a downhole gas lift is proposed, which makes it possible to use the energy of a gas cap without additional arrangement of the gas distribution system in the Anastasievskaya area of the field. Considered the regulations of the downhole gas-lift wells for this field. The economic evaluation of the project demonstrates its high efficiency, despite significant capital investments.

Keywords: methods of oil production at the field; well operation; mechanized operation of wells; choice of the method of mechanized operation; late stage of development; layout schemes for the implementation of the downhole gas lift; selection of equipment for the introduction of the downhole gas lift.

**Технико-эксплуатационная характеристика способов добычи нефти,
применяемых на Анастасиевско-Троицком месторождении**

Фонтанная эксплуатация скважин

При разработке месторождения основным критерием являлось ограничение депрессии с целью сохранения пластовой энергии и предупреждения разрушения призабойной зоны скважины. Регулирование отборов осуществлялось скважинным режимным штуцером, диаметры которых 5 лет назад не превышали 2,2 мм. В настоящее время диаметры режимных штуцеров достигают от 3 до 12 мм.

Конструкция подъёмных труб однорядная и двухрядная, первый ряд спущен до интервала перфорации на глубину в пределах 1497,3–1576 м, а второй (внутренний) ряд – на глубину от 800 до 1200 м.

Подъёмные трубы одномерные 2"–2,5" или ступенчатые тех же диаметров.

В связи с низкими скоростями лифтирования газожидкостной смеси и высокими коллекторными давлениями происходит накопление воды в скважинах и прекращение фонтанирования. С целью возбуждения фонтанирования систематически осуществляются прокачки через затрубное пространство, для чего на глубину 450–800 м повсеместно спущены рабочие муфты.

Альтернативой перевода скважин на механизированную эксплуатацию может быть комплекс мероприятий по продлению фонтанирования скважин, среди которых:

- переоборудование 2 ½" лифтовых труб на малогабаритные 1 ½" трубы;
- использование аэрации столба жидкости в НКТ.

Рассмотрим теоретическую сторону вопроса продления фонтанного периода работы скважин путём перевода их на малогабаритные подъёмники.

В дифференциальном уравнении баланса давления газожидкостного потока фонтанирующей скважины (1) плотность газожидкостной смеси фигурирует во всех трёх членах правой части, отражающих потери давления на преодоление массовых сил, сил трения и потери за счёт ускорения потока:

$$dP = \rho_{см} \cdot g \cdot \ell + h_{тр} \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot d\ell + h_{ус} \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot d\ell, \quad (1)$$

где P – давление; $\rho_{см}$ – плотность смеси; g – ускорение силы тяжести; ℓ – длина; $h_{тр}$ – потери на трение; $h_{ус}$ – потери напора на ускорение.

Из уравнения (1) очевидно, что любое снижение средневзвешенной плотности газожидкостной смеси (ГЖС) обуславливает продление фонтанирования.

Средневзвешенная плотность ГЖС определяется уравнением (2):

$$\rho_{см} = \rho_{ж} \cdot \frac{f_{ж}}{f} + \rho_{г} \cdot \frac{f_{г}}{f}, \quad (2)$$

где $\rho_{см}$ – плотность газожидкостной смеси; $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы; $\rho_{г}$ – плотность газовой фазы; f – площадь сечения подъёмника; $f_{ж}$ – площадь сечения подъёмника, занятая жидкостью; $f_{г}$ – площадь сечения подъёмника, занятая газом.

Если:

$$f_{ж} = \frac{q}{c_{ж}}, \text{ а } f_{г} = \frac{v}{c_{г}}, \quad (3)$$

где q – объёмный расход жидкости через $f_{ж}$; v – объёмный расход газа через $f_{г}$; $c_{ж}$ – скорость жидкости; $c_{г}$ – скорость газа, то:

$$f = f_{ж} + f_{г} = \frac{q}{c_{ж}} + \frac{v}{c_{г}} = \frac{v \cdot c_{ж} + q \cdot c_{г}}{c_{ж} c_{г}}. \quad (4)$$

Подставляя выражения (3) и (4) в уравнение (2), имеем:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} \cdot \frac{q}{v \cdot \frac{c_{ж}}{c_{г}} + q} + \rho_{г} \cdot \frac{v}{q \cdot \frac{c_{г}}{c_{ж}} + v}. \quad (5)$$

Обозначив:

$$\frac{c_{г}}{c_{ж}} = b; \quad (6)$$

$$\frac{v}{q} = r \quad (7)$$

и вводя обозначения (6) и (7) в уравнение (5), имеем:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} \cdot \frac{b}{r + b} + \rho_{г} \cdot \frac{r}{r + b}. \quad (8)$$

Обозначив $c_{г} - c_{ж} = a$, из (6) имеем:

$$b = 1 + \frac{a}{c_{ж}}. \quad (9)$$

Анализ уравнения (9) свидетельствует, что при $a = \text{const}$ b уменьшается с увеличением $c_{ж}$, т.е. с уменьшением диаметра подъёмных труб.

Из уравнений (3) и (8) следует, что с уменьшением диаметра подъёмных труб плотность газожидкостной системы в нём уменьшается, т.е. согласно (1) улучшаются условия фонтанирования.

Таким образом, в условиях намечающегося прекращения фонтанирования скважин, оснащённых обычными подъёмниками, целесообразна их замена малогабаритными подъёмниками, что продлит период фонтанирования скважин.

Механизованная эксплуатация скважин

Практически единственным механизированным способом добычи нефти из IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения более 30 лет является бескомпрессорная газлифтная эксплуатация на Троицкой площади. В качестве источника рабочего агента используется газ газовой шапки по схеме естественный источник рабочего агента → система газоснабжения → система газораспределения → газлифтные скважины → система сбора продукции скважин → утилизация отработанного рабочего агента.

Численное изменение газлифтного фонда происходит непрерывно в связи с прекращением фонтанирования. Фактором, сдерживающим развитие бескомпрессорного газлифта, является проблема утилизации возрастающих объёмов отработанного газа. Отсутствие замерных устройств и средств регулирования подачи рабочего агента не позволяют оптимизировать распределение газа в газлифтные скважины и сократить его расход. При решении вопроса утилизации газа низкого давления возможно распространение способа на прекративших фонтанировать скважинах.

На Анастасиевской площади месторождения опробовался насосный способ эксплуатации скважин с использованием штанговых скважинных и электродиафрагменных насосов.

Опыт их эксплуатации свидетельствует, что широкого распространения оба вида насосов не получили по ряду причин.

Штанговые насосные установки применялись на приконтурных скважинах. Установленная производительность их превышала приток жидкости из пласта, в результате чего депрессия увеличивалась выше допустимой величины и скважины быстро обводнялись. Кроме того, происходили частые поломки насосов из-за содержания в продукции песка и газа. Защитные приспособления в этих скважинах отсутствовали. Опыт эксплуатации насосным оборудованием в условиях данного месторождения накоплен не был.

Установки электродиафрагменных насосов производительностью 5 м³/сут. эксплуатируются в настоящее время в трёх скважинах Анастасиевской площади. Опыт эксплуатации этих насосов показал ряд преимуществ по сравнению с УСШН, который выразился в увеличении межремонтного периода работы, возрастании дебита нефти, снижении эксплуатационных расходов по сравнению со штанговыми насосными установками.

Эксплуатация скважин бескомпрессорным газлифтом

Троицкая площадь

На 01.01.2017 г. фонд фонтанных скважин на месторождении 37. Это потенциально возможный фонд для перевода на механизированную добычу. Троицкая площадь подготовлена для перевода прекративших фонтанирование скважин на газлифтную эксплуатацию.

Система распределения газа высокого давления включает магистральный и кольцевой газопроводы высокого давления. Источником рабочего агента является газ из газовых групповых установок ГГУ-1, ГГУ-3 и ГГУ-27, подготовленный в установках осушки УОГ и «Газелан». Питающими трубопроводами рабочий агент распределяется по газораспределительным батареям ГРБ (будкам). На 01.01.2017 г. на площади имеется 42 газораспределительные батареи. От ГРБ рабочий агент поступает к газлифтным скважинам, в основном, по индивидуальным газопроводам. Но иногда имеет место совместная подача рабочего агента к двум или к трём скважинам.

Недостатком существующей газораспределительной системы является нанизанность газораспределительных батарей одна к другой, что не позволяет регулиро-

вать и оптимизировать расход газа. Это приводит к нерациональному расходованию рабочего агента, что приводит к перегруженности газопроводов системы газосбора и необходимости утилизировать большие объёмы газа после газлифта. На ГРБ замеряются только общие расходы рабочего агента и рабочие давления газлифтных скважин.

Распределение рабочего агента по скважинам на ГРБ осуществляется регулировочными вентилями игольчатого типа. При этом замер такого важного параметра как расход рабочего агента по конкретным скважинам производится периодически.

Отсутствие индивидуальных для каждой скважины средств регулирования, замера, неточность расчёта газлифтных процессов при меняющихся условиях эксплуатации приводит к эксплуатации большого числа газлифтных скважин в неоптимальном режиме. В результате этого перерасходуется энергоёмкий рабочий агент, снижается добыча нефти. В связи с этим обостряются вопросы прорывов воды и газа, вынос песка.

Несмотря на многие материальные и организационные трудности, в результате работы с фондом скважин и проведением таких мероприятий, как регулярные прокачки скважин, обустройство забоев, проведение КПЗП, изоляционные работы цементным раствором, регулирование отборов, на месторождении поддерживается высокий межремонтный период работы газлифтных скважин.

Изменение межремонтного периода работы газлифтных скважин по годам:

Годы						
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (за 9 месяцев)
сут.						
816	699	1117	1178	1024	886	1005

Анастасиевская площадь

Бecomпрессорный газлифтный способ на Анастасиевской площади начал опробоваться с 06.09.2014 г. и на 01.11.2014 г. имеется 14 газлифтных скважин, подача рабочего агента к которым осуществляется с использованием газа газовой шапки, который подаётся через ГРБ 18/1 и ГРБ 18/3, подключённые к ГРБ-8 Троицкой площади. Дебиты жидкости в этих скважинах находятся в пределах 2–9 м³/сут., дебиты нефти – 0,6–2,1 тонн/сут. при обводнённости от 4 до 90 %. Кратковременный опыт использования газлифтного способа на площади пока не позволяет судить о продолжительности межремонтного периода работы скважин.

Технологическая схема газлифта, объединяющего все скважины Анастасиевской площади, предполагает следующее:

1. Рабочий агент (газ газовой шапки) с газовой групповой установки после предварительной подготовки при давлении 6,0 МПа подаётся в магистральный газопровод, проходящий через всю площадь и закольцованный в районе ГРБ 19/3.

2. От магистрального кольцевого газопровода к ГРБ, равномерно распределённым по площади, газ подаётся в объёме, обеспечивающим подъём жидкости из газлифтных скважин, подключённых к ГРБ. Для регулирования расходов газа газораспределительные батареи должны укомплектовываться регулируемыми устройствами, расходомерами, запорной арматурой, а также греющими элементами для предотвращения образования гидратов.

3. Расход рабочего агента и рабочее давление определяются индивидуально для каждой скважины в зависимости от её дебита, обводнённости, буферного давления, допустимой депрессии и диаметра подъёмных труб. Критерием оптимальности рабочих параметров в условиях Анастасиевской площади является удельный расход рабочего агента.

4. подача рабочего агента осуществляется в межтрубное пространство скважины под давлением, обеспечивающем лифтирование газожидкостной смеси в подъёмных трубах.

5. Пластовая газированная жидкость вместе с отработанным рабочим агентом подаётся из скважин по индивидуальным выкидным трубопроводам на гребёнки груп-

повых установок Анастасиевской площади, где разгазируется в булитах (сепараторах первой ступени) при давлении 0,14–0,28 МПа и замеряется на трапе, после чего дожимается насосом до требуемого давления и подаётся на Троицкий сборный пункт. Газ собирается в единый газосборный коллектор, по которому подаётся на Ханьковскую компрессорную станцию, где компримируется и подаётся потребителям и на собственные нужды.

Система газосбора включает:

- выкидные линии от скважин к групповым установкам;
- групповые установки, где осуществляется замер и сепарация 1 ступени (ГУ): №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18 и 19;
- газопроводы от групповых установок до газосборного коллектора Ханьковской компрессорной станции;
- газосборный коллектор на Ханьковскую компрессорную станцию;
- Ханьковскую компрессорную станцию.

Расчёты свидетельствуют, что существующая система газосбора по пропускной способности удовлетворит работу всех групповых установок при газлифтной эксплуатации.

В то же время построенная более 50 лет назад система трубопроводов имеет значительный износ и отдельные её участки требуют обновления.

Практика эксплуатации газлифтного комплекса Троицкой площади подтверждает, что основным осложняющим фактором совместной работы системы «пласт – газлифтная скважина» при малых допустимых депрессиях и низких дебитах является проблема регулирования расходов рабочего агента по скважинам. Фактические расходы рабочего агента намного превышают расчётные из-за отсутствия регулирующих и замерных устройств.

Регулирование на ГРБ невысоких расходов рабочего агента по газлифтным скважинам без специальных средств будет затруднено, что повлечёт нарушение оптимальных режимов лифтирования. В свою очередь, несоблюдение режимов лифтирования чревато разбалансировкой совместной работы системы «пласт – скважина – система сбора».

Газоконтактный газлифт

Газоконтактный газлифтный способ эксплуатации был опробован на скважинах IV горизонта 15–20 лет назад.

В его основу положен принцип совместного поступления нефти в скважину из нефтяного горизонта и газа из газовой шапки этой же залежи при перфорации их на газонефтяном контакте.

Способ возобновлён в 2016 году на четырёх скважинах №№ 1557, 1652, 1712 и 1042. Намечены к переводу скважины №№ 555, 565, 1710, 1638, 1715, 630, 458, 551, 1058, 1041, 1042 и 646. Сепарация продукции из этих скважин производится через газовую групповую установку (ГГУ-1) при давлении 6,0 МПа, транспорт к которой от скважин осуществляется по существующим 4" коллекторам, а с ГГУ-1 на групповую установку № 23 с давлением 2,5 атм., и затем в сборный промысловый коллектор. Продукция других скважин, а именно №№ 1439, 1825, 1092, 1793, 1089, 1143, 598, 853, 639 и 854 будет подаваться на ГГУ-3, а затем на ГУ № 11. Поэтому предполагается, что в дальнейшем на газоконтактный газлифт в целях экономии на строительство трубопроводов будут ориентированы скважины, сосредоточенные вблизи ГГУ.

Схема компоновки внутрискважинного оборудования приведена на рисунке 1.

Как показал опыт, подобные устройства малоэффективны из-за нерегулируемо больших объёмов газа, поступающих непосредственно из газовой шапки к башмаку колонны подъёмных труб, в результате чего скважины из-за прорывов газа приходилось останавливать на длительное время. В настоящее время скважины, переведённые на газоконтактный газлифт, работают с дебитами жидкости от 0,9 до 37,7 м³/сут., дебитами нефти от 0,7 до 8,3 тонн/сут. Скважины №№ 1652 и 1712 имеют повышенное газосодержание, а продукция – эмульсия.

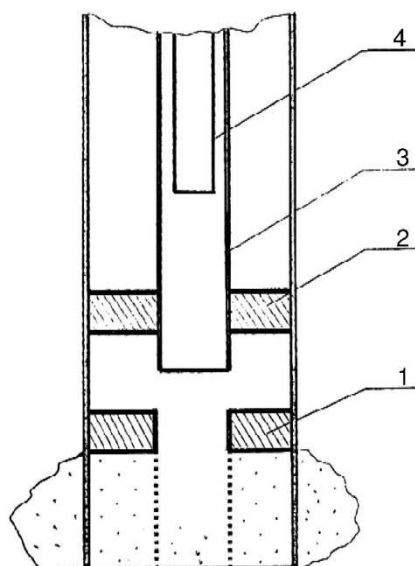


Рисунок 1 – Схема компоновки внутрискважинного оборудования газоконтактного газлифта:
 1 – противопесочный фильтр ППФ с пакером ПВФМ;
 2 – пакер-отсекатель ПМЭ-1; 3 – насосно-компрессорные трубы 2 ½";
 4 – насосно-компрессорные трубы 1 ½"

Для дальнейшего коммерческого использования отработанного газа высокого давления и подачи его в газопровод ПАО «Газпром» необходимо обустроить скважины сепарационными и замерными установками на высокое давление и подводящим газопроводами к магистральному газопроводу ПАО «Газпром».

Плунжерный газлифт

Малодобитные нефтяные скважины, доля которых постоянно возрастает, могут эффективно эксплуатироваться в режиме периодического газлифта. Газ, подаваемый в затрубное пространство, выталкивает на поверхность столб жидкости, накопленный за время остановки. Этот процесс наиболее рационально осуществляется с помощью плунжерного лифта.

Его основная отличительная особенность заключается в наличии плунжера, помещённого внутри НКТ, для разделения жидкости от газа, совершающего работу по подъёму жидкости. Это способствует значительному снижению прорыва газа и уменьшает потери нефти за счёт стекания её по внутренней поверхности лифтовых труб.

На рисунке 2 изображён общий вид установки плунжерного газлифта.

Установка плунжерного лифта состоит из поверхностного и скважинного оборудования. В лифтовых трубах в непосредственной близости над рабочим газлифтным клапаном устанавливается якорь 2 с нижним амортизатором 3. Плунжер 4 совершает возвратно-поступательные перемещения внутри лифтовых труб между этим амортизатором и лубрикатом 5. На рабочей линии устьевого обвязки скважины монтируется клапан-отсекатель с мембранным исполнительным механизмом 7, управление которым осуществляется электронным контроллером 8. Устройства 7 и 8 помещены в утеплённый подогреваемый ящик 6.

Цикл работы плунжерного лифта начинается с закрытия на устье клапана-отсекателя, после чего плунжер под собственным весом начинает двигаться от лубрикатора 5 к нижнему амортизатору 3. С этого момента идёт накопление жидкости. Вследствие перепада давления между затрубным пространством и лифтовыми трубами в них направляется основной приток пластового флюида. Плунжер в своём движении вниз и после посадки на амортизатор не препятствует этому процессу, так как между его наружной поверхностью и внутренней стенкой НКТ имеется кольцевой зазор площадью 3–5 см².

После выдержки времени, достаточной для накопления определённого объёма жидкости и давления газа в затрубном пространстве, по сигналу контроллера 8 откры-

вается клапан-отсекатель 7. Начинается период работы скважины. В лифтовых трубах давление быстро снижается до давления в коллекторе. Образовавшийся перепад давления между трубным и затрубным пространством является причиной начала движения вверх плунжера с накопленной жидкостью над ним. Плунжер при движении предотвращает прорыв газа, образуя турбулентное гидравлическое уплотнение. После подъёма плунжера на поверхность заканчивается выход жидкости, клапан-отсекатель по команде контроллера закрывается, плунжер начинает опускаться вниз в новом цикле работы.

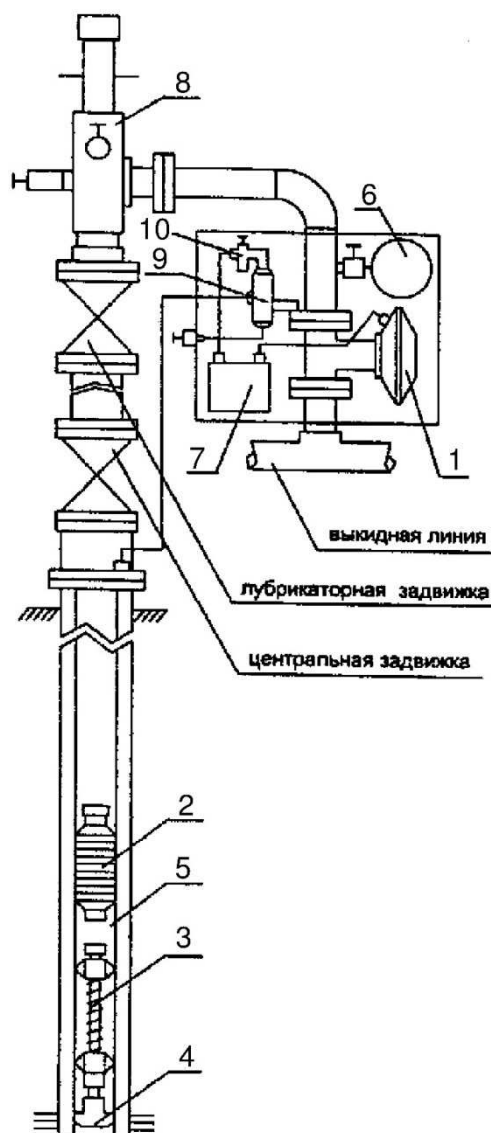


Рисунок 2 – Общий вид установки периодического газлифта:

- 1 – клапан-отсекатель; 2 – плунжер; 3 – нижний амортизатор; 4 – забойный якорь;
 5 – насосно-компрессорные трубы; 6 – электроконтактный манометр; 7 – контроллер;
 8 – лубликатор с устьевым амортизатором; 9 – клапан-отсекатель; 10 – МИМ

Опыт применения плунжерного лифта в нефтедобывающих районах Западной Сибири свидетельствует о том, что не следует ожидать значительного прироста объёмов нефти при переходе на этот способ добычи. Дебит остаётся на уровне предшествующей фонтанной или газлифтной эксплуатации, хотя бывают отклонения как в большую, так и в меньшую сторону. Эффект заключается в более рациональном использовании газа, необходимого при прочих равных условиях для подъёма одного и того же количества жидкости, сокращений числа тепловых обработок (при наличии АСПО) и затрат времени и средств, связанных с ними. По своей сути работа плунжерного лифта – это энергосберегающая экологически безопасная технология добычи нефти из скважин до полного истощения продуктивных пластов.

Техническая характеристика установки плунжерного газлифта НТ-201 приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика установки плунжерного газлифта НТ-201

Диапазон рабочего давления наземного оборудования, МПа (кгс/см ²)	до 16 (160)
Диапазон рабочих температур, °С	от –60 до + 50
Диапазон рабочих температур внутри электрообогреваемого шкафа с системой управления, °С	от +10 до +50
Типы обслуживаемых скважин	вертикальные, наклонные, искривлённые с содержанием парафина, песка
Глубина подъёма жидкости, м, не более	4000
Число циклов подъёма жидкости в сутки	до 48
Диаметр насосно-компрессорной трубы скважины по ГОСТ 633-80, мм:	
наружный	73
внутренний	62
Питание греющего кабеля, В	220
Масса, кг, не более	300
Назначенный срок службы, лет	5
Назначенный ресурс, час (циклов)	40000 (80000)
Наработка до отказа, час (циклов)	10000 (20000)
Предприятие-изготовитель	ГУП «Ижевский механический завод»

Дополнительно установка комплектуется ловильным инструментом, предназначенным для монтажа и демонтажа подземной части изделия.

Глубинно-насосная эксплуатация скважин

Эксплуатация скважин глубинными штанговыми насосами осуществлялась на 18 скважинах Анастасиевской площади №№ 18, 112, 114, 128, 189, 198, 217, 219, 221, 222, 224, 226, 228, 229, 246, 254, 256 и 512. В настоящее время не осуществляется.

Перевод на работу штанговыми насосами осуществлялся на скважинах с осложнёнными условиями эксплуатации, прекратившими фонтанирование вследствие малоедебитности и обводнения. Устойчивой работы скважин в насосный период получить не удалось. Несмотря на то, что в делах скважин имелись динамограммы, прочитывать их не представлялось возможным. Динамограммы представляют собой серии горизонтальных линий без указания нулевой линии и масштаба усилий. Тем не менее, в отдельных случаях можно констатировать влияние затрубного газа, что в сопоставлении с величинами затрубных давлений позволяют предположить, что эксплуатация насосных скважин велась с закрытыми затрубными пространствами. В результате этого помимо газа, растворённого в нефти, на работу насоса оказывал вредное влияние затрубный газ. Вплоть до срыва подачи.

Защитные приспособления типа газовых поднасосных сепараторов на скважинах не применялись.

Однотипность динамограмм, представляющих собой горизонтальные линии, констатирует фонтанирование через насос.

В основном были использованы насосы вставного типа с замковой опорой, спущенной на глубину 400–500 м. Ниже до интервала перфорации спускались 2" трубы. Параметры откачки выбирались следующие: число качаний 4–5 в минуту, длина хода 0,9–1,2 м, диаметр насоса 44–57 мм. При таких параметрах эксплуатации теоретическая производительность составляла от 8 до 22 м³/сут. Однако при эксплуатации насосом добыча жидкости такого уровня не достигала, т.е. насос работал с явным незаполнением.

Значительная часть глубинно-насосных скважин эксплуатировалась периодически ввиду малоедебитности или с целью выравнивания конусообразования.

Эксплуатация штанговыми насосами продолжалась от 2 до 16 лет. В среднем она составляла 9 лет до достижения обводнённости 95–100 %. После этого следовал

перенос интервала перфорации. При возобновлении фонтанирования после переноса интервала перфорации скважина переводилась на фонтан.

В глубинно-насосный период эксплуатации средний межремонтный период работы скважин составлял 290 сут.

С 1996 года скважины IV горизонта глубинно-насосным способом не эксплуатируются. В результате переноса фильтров большинство скважин возобновило фонтанирование. Часть скважин переведена в наблюдательный фонд.

Основными осложнениями при эксплуатации был вынос песка, породы, образование висячих и забойных пробок, газопроявления. Основными мерами борьбы являлись систематические прокачки нефтью, газOLIном, крепление призабойной зоны различными реагентами типа «Контарен», крепитель «М», карбамидная смола.

Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов осуществляется более 5 лет. Скважины оборудовались УЭДН после прекращения фонтанирования. Эксплуатация насосами продолжается до полного обводнения. При переносе интервала перфорации и возобновлении фонтанирования скважины насосную установку демонтируют и перевозят на другую скважину.

В настоящее время дебит нефти скважин 0,5–1,0 тонн/сут., дебит жидкости – 4,0–4,5 м³/сут., обводнённость высокая до 89 %.

В связи с тем, что производительность насоса превышает приток нефти из пласта, происходит снижение динамического уровня до приёма насоса. При небольшой нефтенасыщенной мощности пласта интенсифицируется приток воды и, как следствие, капитальный ремонт по установке цементного моста и перенос интервала перфорации. В этих случаях скважины переводят на периодическую эксплуатацию.

Из анализа ремонтов скважин, оборудованных УЭДН, определён межремонтный период, который в среднем за весь период эксплуатации составил 370 сут.

Эксплуатация скважин винтовыми насосами

На месторождении установки штанговых винтовых насосов (УШВН) с приводом от электродвигателя, установленного у устья скважины, опробованы не были. Опыт эксплуатации УШВН на ближайшем Западно-Анастасиевском месторождении показал их работоспособность. Проблемным узлом является ненадёжная герметизация устьевого оборудования при высоком (15,0 МПа) давлении.

Погружные винтовые насосы УШВН служат для добычи нефти преимущественно повышенной вязкости с содержанием механических примесей до 0,8 г/л и свободного газа до 50 %. Наиболее эффективно применение этих установок на месторождениях с низким коэффициентом продуктивности пласта, где использование другого оборудования невозможно или нецелесообразно.

По сравнению с СШНУ установки штанговых винтовых насосов (УШВН) имеют следующие технико-экономические преимущества:

- простота конструкции и малая масса привода;
- отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки;
- простота транспортировки, монтажа и обслуживания;
- возможность откачки жидкостей высокой вязкости и повышенного газосодержания;
- уравновешенность привода;
- постоянство нагрузок, действующих на штанги;
- равномерность потока жидкости;
- снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя;
- минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость;
- отсутствие клапанов в скважинном насосе.

По сравнению с УЭВН преимущества заключаются:

- в простоте конструкции насоса (отсутствуют шарнирные соединения, пусковые муфты, радиальные и осевые подшипники);

- в наземном расположении приводного электродвигателя, что приводит к снижению его стоимости и к отсутствию дорогостоящих гидрозакщиты и длинного бронированного кабеля.

На рисунке 3 представлена схема установки штангового винтового насоса.

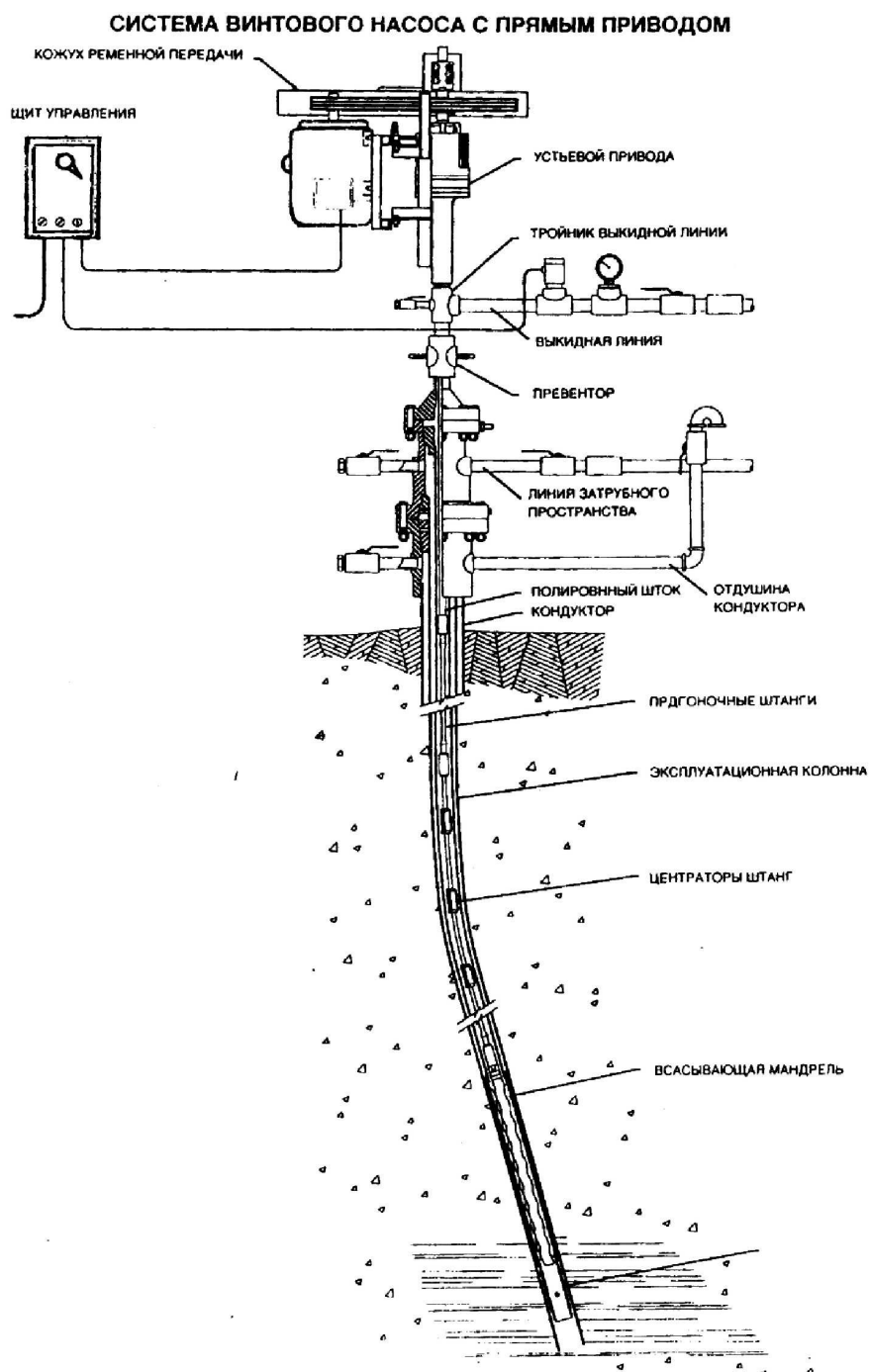


Рисунок 3 – Схема компоновки установки штангового винтового насоса

Скважинное оборудование УШВН состоит из колонны НКТ, в нижней части которой устанавливается статор насоса, и вращающейся в центраторах колонны штанг, нижний конец которой соединён с ротором насоса.

Компоновка низа колонны НКТ в зависимости от условий эксплуатации скважины может включать следующие элементы:

- фильтр;
- газовый и песочный сепараторы;
- динамический якорь (анкер);
- центратор или фонарь статора;

- обратный и циркуляционный клапаны;
- упорный палец насоса.

В УШВН наибольшее распространение получили НКТ и насосные штанги диаметром соответственно 73 и 22 мм. В установках используются стандартные полированные штоки диаметром 31 и 36 мм.

Наземное оборудование УШВН устанавливается на трубной головке скважины и предназначено для преобразования энергии приводного двигателя в механическую энергию вращающейся колонны штанг.

Наземное оборудование состоит из:

- тройника для отвода пластовой жидкости;
- приводной головки;
- рамы для крепления приводного двигателя;
- трансмиссии;
- приводного двигателя с устройством управления;
- устройства для зажима (подвески) полированного штока.

Скважинный винтовой насос является основным элементом установки. От правильного выбора геометрических параметров рабочих органов насоса и материалов пары в значительной степени зависят эффективность использования и надёжность УШВН.

В таблице 2 приведены технические характеристики винтовых штанговых насосов различных фирм-производителей.

Таблица 2 – Технические характеристики винтовых штанговых насосов зарубежных компаний

Фирма-изготовитель	Наружный диаметр, мм	Длина статора, мм	Диапазон подачи, м ³ /сут.	Максимальное давление, МПа
Baker Hughes (США)	60–127	1100–15600	4–1000	20
BPMF (Китай)	89–116	1700–9000	5–40	15
Griffin (Канада)	89–114	1500–9500	4–100	18
Kudu (Канада)	60–127	–	3–200	26
R&M (США)	60–89	1120–12200	1–500	12
Netzsch (Германия)	60–102	1200–12000	20–700	23
PCM (Франция)	60–102	1300–5500	15–900	30
Schoeller-Bleckmann (Австрия)	73–114	1120–5000	0,5–420	30
Weatherford (США)	60–102	800–10300	4–400	28

Простота конструкции винтового насоса предусматривает добычу вместе со скважинными жидкостями и твёрдых веществ. При вращении ротора внутри статора, частицы песка (твёрдых веществ) спрессовываются между ротором и статором и продавливаются через насос с каждым последующим объёмом жидкости.

Плотная посадка ротора/статора или высокая скорость работы насоса сокращают срок службы ввиду повышенного износа.

Скопление песка в затрубном пространстве происходит в силу того, что газ имеет тенденцию поднимать песок. Эти скопления (пробки) в жидкости затрубного пространства выпадают из взвеси к всасывающей трубе и нередко забивают винтовой насос. Повторный цикл нагнетания части добытой жидкости в нижнюю часть затрубного пространства, осуществляемый периодически или непрерывно, понижает количество таких скоплений.

Выпускаемые винтовые насосы имеют разные рабочие объёмы, поэтому указанные в паспортных данных теоретические подачи насоса относятся к постоянной частоте вращения ротора насоса, равной 100 об./мин. Поэтому для заданного дебита скважины могут быть приняты разные насосы с разными частотами вращения ротора. Обычно выбирается частота вращения в интервале от 150 до 350 об./мин. Меньшая частота приводит к большим потерям напора насоса, большая – к повышению потерь трения как в винтовой паре, так и в колонне штанг.

По выбранному типоразмеру насоса определяется момент вращения ротора насоса и момент трения колонны штанг, сумма которых определяет необходимый момент на полированном штоке и приводной головке. По моменту и частоте вращения полированного штока проводится выбор приводной головки и приводного двигателя.

По максимальному крутящему моменту на полированном штоке проводится расчёт колонны штанг. Так как чаще всего в УШВН применяются штанги диаметром 22 мм, то по величине крутящего момента подбирается марка стали, обеспечивающая необходимый запас прочности по эквивалентным напряжениям.

Выбор приводного электродвигателя осуществляется по мощности и частоте вращения на полированном штоке, а также с учётом передаточного отношения выбранного типоразмера приводной головки.

Выбор способа механизированной эксплуатации на поздней стадии разработки IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения

Вопрос выбора способа механизированной эксплуатации скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения на завершающей стадии разработки поставлен в связи с прекращением фонтанирования скважин и необходимостью разработки остаточного нефтяного слоя совместно с разработкой газовой шапки.

Расчётная оценка различных способов добычи нефти

Рациональное обустройство месторождения подразумевает такой способ добычи, при котором затраты на эксплуатацию скважин и работу нефтегазодобывающего комплекса в целом были бы на возможно низком уровне. На практике всегда имеется выбор из нескольких способов, которые могут использоваться для скважины. В то же время скважинные условия, особенность системы нефтегазосбора, материально-технические возможности могут исключить использование некоторых способов механизированной добычи.

В основу оценки при выборе механизированного способа добычи на скважинах IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения положены следующие принципы:

- геолого-технические возможности использования того или иного способа эксплуатации;
- опыт применения способа в условиях данного месторождения;
- материально-техническое обеспечение для осуществления процесса эксплуатации;
- экономическая оценка.

При этом учитывались:

1. Геолого-промысловая специфика месторождения:
 - тенденция падения пластового давления в последние годы;
 - соотношение величин давления насыщения и пластового давления;
 - низкая дебитность скважин;
 - близость газонефтяного контакта к водонефтяному;
 - прогрессирующая обводнённость;
 - интенсивное пескопроявление;
 - умеренное газосодержание;
 - возможность прорывов газа из газовой шапки.
2. Техничко-технологические критерии применения механизированных способов эксплуатации:
 - диапазон производительности;
 - глубина спуска оборудования;
 - допустимое содержание механических примесей в продукции скважин;
 - допустимое газосодержание продукции;
 - энергоёмкость оборудования.
3. Опыт применения на месторождении механизированных способов эксплуатации:
 - газлифтного;
 - штанговых глубинно-насосных установок;
 - установок электродиафрагменных насосов.
4. Экономические показатели:
 - чистый дисконтированный доход;
 - индекс доходности;
 - срок окупаемости.

Месторождение характеризуется небольшой толщиной текущего нефтяного слоя.

На протяжении всей эксплуатации горизонта поддерживалась тенденция отбора жидкости из скважин с сохранением депрессии в пределах 0,05–0,2 МПа. В последние годы это условие не соблюдается, в связи с чем при увеличении депрессии произошло снижение забойного давления ниже давления насыщения ($P_{нас} = 14,8$ МПа; $P_{пл} = 14,0$ МПа), и, как следствие, разгазирование нефти в условиях призабойной зоны. При этом интенсифицируется вынос песка из призабойной зоны пласта, воды и фонтанирование скважин прекращается.

Для лифтирования продукции применяются подъёмники различной конструкции, состоящие из 2,5", 2" и 1,5" насосно-компрессорных труб. Регулирование отборов осуществляется режимными штуцерами, диаметры которых от 1,3 до 12 мм.

С целью рационального использования энергии растворённого газа при забойных давлениях фонтанирующих скважин близких к давлению насыщения подъёмные трубы изначально спущены до интервала перфорации.

В течение всего периода разработки стратегическая задача продления фонтанирования скважин обеспечивалась переносом интервалов перфорации. В настоящее время интервал перфорации основного эксплуатационного объекта – IV горизонта не превышает 1,5 м и близок к нефтенасыщенной мощности.

Основными геолого-техническими мероприятиями являются переносы интервалов перфорации, прокачки скважин и спуск противопесочных фильтров.

Значительная часть скважин эксплуатируется периодически с целью предотвращения прорывов газа из газовой шапки и выравнивания конусов воды. Ситуация на 01.01.2017 г. следующая:

	Из-за прорыва газа	Из-за конусообразования воды
ВПГЧ	14 скважин	8 скважин
ОПЧ	68 скважин	102 скважины
весь IV горизонт	82 скважины	110 скважин

Выполненные расчёты свидетельствуют, что в геолого-промысловых условиях Анастасиевско-Троицкого месторождения совместная работа системы «пласт – фонтанная скважина» при буферных давлениях 1,0–1,2 МПа возможна при обводнённости до 50–60 %. Поэтому проблема перевода скважин на механизированную добычу актуальна.

По состоянию на 01.01.2017 г. в фонтанной эксплуатации находится 572 действующих добывающих скважин, большинство которых 312 скважин сосредоточено на Анастасиевской площади. Скважины Троицкой площади практически подготовлены к газлифтной эксплуатации. Для этого созданы ГРБ, подведены коллекторы к скважинам, в скважины спущен второй ряд НКТ или рабочие муфты.

На Анастасиевской площади необходим выбор способа дальнейшей эксплуатации.

До недавнего времени рациональная эксплуатация позволяла в целом удерживать обводнённость на уровне, обеспечивающем фонтанирование скважин. Единичные скважины, продукция которых достигала критической обводнённости, целесообразно было переводить на механизированную эксплуатацию насосными установками при небольших капитальных затратах.

При оценке эффективности применения механизированных способов на Анастасиевской площади использован опыт газлифтной эксплуатации на соседней Троицкой площади, а также возможности насосной эксплуатации скважин.

С учётом технических характеристик оборудования для механизированных способов добычи нефти (УЭЦН, УСШН, УЭДН, УЭВН, УГН, УСН, газлифт) и геолого-промысловых особенностей Анастасиевской площади в качестве потенциально возможных способов добычи нефти при прекращении фонтанирования скважин могут быть рекомендованы:

- газлифт:
 - бескомпрессорный с подачей в качестве рабочего агента газа из газовой шапки;
 - внутрискважинный с совместным отбором газа из газовой шапки и нефти;
 - плунжерный (периодический);

- эксплуатация установками электродиафрагменных насосов (УЭДН);
- глубинно-насосная штанговая эксплуатация (УСШН);
- эксплуатация установками штанговых винтовых насосов (УШВН).

Технико-технологическое обеспечение бескомпрессорного газлифта

Технологическая схема бескомпрессорного газлифта Анастасиевской площади заключается в следующем.

Рабочий агент – газ высокого давления отбирается из газовой шапки на газовых групповых установках в необходимом объёме и после подготовки с целью исключения гидратообразования подаётся в систему распределения рабочего агента с давлением 6,0 МПа.

Система распределения рабочего агента должна включать:

- магистральный газопровод, проходящий через всю Анастасиевскую площадь и питающий газораспределительные батареи;
- газораспределительные батареи (ГРБ) или установки распределения газа (УРГ-Л);
- газопроводы для подсоединения ГРБ (УРГ-Л) к магистральному газопроводу;
- газопроводы от газораспределительных батарей к газлифтным скважинам.

Газлифтные скважины должны быть оборудованы полуторарядными подъёмниками: наружный ряд двухступенчатый из 73 и 48 мм насосно-компрессорных труб спускается на глубину до интервала перфорации, а внутренний ряд из 48 мм НКТ – на глубину, определяемую располагаемым пусковым давлением (примерно 450–550 м).

С целью уменьшения выноса песка забой скважин оборудуются противопесочными фильтрами.

Продукция газлифтных скважин поступает на групповые установки (ГУ), оснащённые герметизированными ёмкостями, расходомерами, рабочими и замерными сепараторами; отсепарированный газ по системе газосбора подаётся на утилизацию к потребителям, а жидкость – на пункт подготовки и перекачки нефти. Вода на групповой установке не отделяется.

Проверочными расчётами установлено, что пропускная способность существующих трубопроводов системы нефтегазосбора обеспечит поступление и транспорт продукции из скважин при бескомпрессорной газлифтной эксплуатации. Однако в связи с длительным сроком их эксплуатации отдельные участки требуют замены.

Для осуществления бескомпрессорного газлифта на всех прекративших фонтанирование скважинах необходимо дополнительно к существующим объектам вновь создать систему распределения рабочего агента, включающую:

- газопроводы от основного питающего газопровода до ГРБ (давление 6,0 МПа, общая длина 4,6 км, диаметр 114×6 мм);
- газораспределительные батареи, ориентировочно 13 шт., включающие 3 комплекта УРГ-Л в каждой батарее, оснащаются регуляторами расхода и давления, греющими элементами для предотвращения гидратообразования;
- индивидуальные газопроводы от ГРБ до газлифтных скважин (давление 6,0 МПа, общая длина 46,8 км, диаметр 60×4,5 мм);
- скважинные противопесочные фильтры на каждую скважину;
- линии электропередачи 0,4 кВ к каждой ГРБ.

Скважины подсоединяются к ГРБ по территориальному принципу.

По состоянию на 01.01.2017 г. имеется 8 ГРБ с 34 подключёнными скважинами.

Технико-технологическое обеспечение газоконтактного газлифта

Преимущество газоконтактного газлифта заключается в том, что нет необходимости строить дорогостоящие газоразводящие сети для подачи рабочего агента высокого давления, поскольку его подача производится в разрезе одной скважины.

Применение газоконтактного газлифтного способа диктуется следующими условиями: с одной стороны, это возможность использования свободных ресурсов газа высокого давления из газовой шапки в качестве рабочего агента без дополнительного обустройства промысловых коммуникаций, с другой стороны – это возможность утили-

зирать без компримирования отработанный газ после совершения полезной работы по подъёму жидкости с коммерческой целью.

Газоконтактный газлифт будет применяться на конкретно выбранных скважинах *независимо* от выбранного способа механизированной эксплуатации.

Для обеспечения газоконтактного газлифта необходимо следующее оснащение:

- противопесочный фильтр ППФ;
- пакер ПВФМ;
- пакер-отсекатель ПМЭ-1;
- циркуляционный клапан;
- насосно-компрессорные трубы 1 ½";
- газосепараторы высокого давления (не менее 10,0 МПа);
- коллектор от скважины к газосепаратору;
- коллектор от газосепараторов высокого давления к установке подготовки газа;
- газопровод высокого давления от установки подготовки газа в магистральный газопровод высокого давления.

Технико-технологическое обеспечение плунжерного газлифта

Малодобитные нефтяные скважины, доля которых значительна, могут эффективно эксплуатироваться в режиме периодического газлифта с использованием в качестве рабочего агента собственного газа скважины.

Газ, периодически подаваемый в подъёмные трубы, обеспечивает вынос на поверхность столба жидкости, накопленного за время остановки. Этот процесс наиболее рационально осуществляется с помощью плунжерного газлифта. Плунжерный газлифт на месторождении не опробован. Ранее он применялся в НГДП-3. Применяется на скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Плунжерный лифт – вариант периодического газлифта. Его основная отличительная особенность заключается в наличии плунжера, помещённого внутри НКТ, для разделения жидкости от газа, совершающего работу по подъёму жидкости. Плунжер способствует повышению КПД за счёт значительного снижения прорыва газа и уменьшения стекания жидкости по внутренней поверхности лифтовых труб на стадии подъёма.

Использование плунжера в скважинах, осложнённых отложениями асфальто-смоло-парафиновых веществ, предотвращает эти отложения и сокращает число работ по ликвидации АСПО.

Установки полного плунжерного газлифта типа НТ-111 выпускаются для скважин с низким газовым фактором (менее 200 нм³/м³) и НТ-201 – для скважин с высоким газовым фактором (более 200 нм³/м³).

Для обеспечения эксплуатации с использованием плунжерного газлифта необходимо:

- оборудовать скважины установками плунжерного газлифта, состоящими из внутрискважинного и наземного оборудования, станции управления;
- подвести линии электропередач к скважинам;
- оснастить каждую скважину противопесочным фильтром.

Технико-технологическое обеспечение эксплуатации скважин установками погружных диафрагменных насосов

Установки погружных диафрагменных электронасосов являются мобильным средством механизированной эксплуатации скважин. Их монтаж и демонтаж не требует больших капитальных затрат.

К преимуществам установок относятся:

- низкое энергопотребление (от 3 до 5,5 кВт/час);
- низкие затраты на обустройство скважин (не требуется фундамент);
- возможность эксплуатации малодобитных скважин;
- автоматическое включение и отключение установки по заданной временной программе;
- автоматическое включение электродвигателя после его отключения защитой от недогрузки (уменьшение подачи);
- эксплуатация пескопроявляющих скважин (концентрация твёрдых частиц до 0,2 %).

Межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭДН на скважинах Анастасиевско-Троицкого месторождения, за 2014 год составил 323 сут., за 2015 год – 284 сут., за 2016 год – 443 сут. Анализ эксплуатации скважин IV горизонта, оборудованных установками электродиафрагменных насосов, показал, что средний МРП за весь период эксплуатации 319 сут.

Для внедрения УЭДН на Анастасиевской площади необходимо дополнительно к существующим объектам:

- подведение линий электропередач 0,4 кВ к скважинам;
- обвязка устьевым оборудованием на давление не менее 15,0 МПа с кабельным вводом;
- обустройство скважин установками диафрагменных насосов с кабелем к двигателю;
- станции управления;
- противопесочные скважинные фильтры.

Технико-технологическое обеспечение штанговой глубинно-насосной эксплуатации

Штанговая глубинно-насосная эксплуатация скважин Анастасиевской площади возможна при отсутствии прорывов газа из газовой шапки.

При этом должны соблюдаться мероприятия, направленные на уменьшение влияния механических примесей на работу насоса и образование песчаных пробок.

Таковыми мероприятиями являются:

- установка противопесочных фильтров;
- уменьшение параметров откачки;
- применение газосепараторов;
- подлив жидкости в затрубное пространство скважин.

Дополнительное оборудование, необходимое для глубинно-насосной штанговой эксплуатации:

- станки-качалки с редукторами и электрооборудованием;
- арматура устья с сальниковым устройством под штанговую эксплуатацию на давление не менее 15,0 МПа;
- насосные штанги 22, 19 мм длиной колонны порядка 700 м;
- глубинные штанговые насосы диаметром плунжера 32, 38, 44 мм вставного типа с замковой опорой;
- линии электропередач 0,4 кВ к скважинам;
- противопесочные фильтры.

На завершающей стадии разработки, когда нефтенасыщенный слой уменьшится до предельной величины, и начнутся прорывы газа из газовой шапки, штанговая глубинно-насосная эксплуатация себя исчерпает.

Для снижения расходов на обустройство скважин под эксплуатацию глубинными штанговыми насосами могут использоваться демонтированные станки-качалки, имеющиеся на других месторождениях. При этом нужно иметь в виду, что бывшие в эксплуатации станки-качалки оснащались мощными электродвигателями с редукторами, которые не позволяют регулировать минимальные параметры откачки.

Для этого станки-качалки должны быть укомплектованы маломощными электродвигателями со сменными шкивами для регулирования числа качаний балансира.

Технико-технологическое обеспечение эксплуатации штанговыми винтовыми насосами

Эксплуатация штанговыми винтовыми насосами в условиях эксплуатации IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения, осложнённых пескопроявлениями, повышенным газосодержанием продукции, повышенной вязкостью, вызванной образованием стойких эмульсий при обводнённости продукции 50–60 % наиболее благоприятна и может значительно повысить межремонтный период работы. Для обустройства скважин винтовыми штанговыми насосами необходимо следующее скважинное и наземное оборудование:

- линии электропередач 0,4 кВ к скважинам;
- насосные штанги 22 мм длиной колонны порядка 700 м;

- винтовые штанговые насосы;
- приводы винтовых штанговых насосов;
- кабель силовой к приводу насоса – 10 м;
- полированные штоки 1 ¼";
- зажимы полированных штоков 1 ¼";
- превенторы резьбовые штанговые 2 ½";
- тройники фонтанной ёлки 15,0 МПа; 2 ½";
- сальниковые уплотнения;
- станции управления;
- противопесочные фильтры.

Разработка схемы компоновки и подбор оборудования для внедрения внутрискважинного газлифта

Практика разработки нефтегазовых залежей свидетельствует, что если запасы газа намного превышают запасы нефти, то консервация газа на срок разработки нефтяной оторочки складывается невыгодным для нефтедобывающей компании. В этом случае газ и нефть следует отбирать одновременно при максимальном использовании пластовой энергии.

Для этих целей наиболее приемлемым способом эксплуатации является внутрискважинный газлифт, когда подъём жидкости осуществляется за счёт энергии газа, поступающего из газовой части пласта в разрезе данной скважины.

В условиях Анастасиевско-Троицкого месторождения этот способ может оказаться эффективным при соблюдении двух условий:

- 1) давление отработанного газа должно обеспечивать его утилизацию в газопровод высокого давления;
- 2) «пролёты» газа должны быть исключены во избежание нарушения гидродинамического состояния газонефтяной залежи.

Как уже упоминалось ранее, газоконтактный газлифт имеет ряд недостатков, которые выражаются в нерегулируемости процесса подачи газа для подъёма жидкостного потока, а также осуществления прочих технологических операций и ремонтных работ при дальнейшей эксплуатации этим способом.

Более эффективны устройства, в которых жидкость и газ вводятся в подъёмные колонны труб по разным каналам. Поставленная цель достигается применением специального подъёмника внутрискважинного газлифта (рис. 4).

Он включает подъёмную колонну труб 1 и наружную колонну труб 2, спускаемые с поверхности концентрически. Подъёмная колонна труб 1 длиннее наружной колонны труб 2 на величину, равную интервалу перфорации газового горизонта, имеет разъём 4 и рабочую калиброванную муфту 3, расположенную над разъёмом. Наружная колонна труб имеет на нижнем конце цилиндрический раструб 7 и два пакера 5 и 8 с циркуляционными клапанами соответственно 6, 9, пакерующие нижние концы обеих колонн труб с обсадной колонной скважины.

Размещение пакера 4 на нижнем конце наружной колонны труб 3 герметизирует пространство 17 между наружной колонной труб 3 и обсадной колонной 16 до устья скважины, избавляя обсадную колонну от воздействия газа высокого давления, находящегося в газовом горизонте 12.

Размещение пакера 8 на нижнем конце подъёмной колонны труб 2 предотвращает неконтролируемое большеобъёмное поступление газа из газового горизонта 12 в подъёмную колонну труб через её башмак 10.

Калиброванная рабочая муфта 13 в подъёмной колонне труб 2 обеспечивает поступление в неё необходимого расчётного объёма газа для поднятия жидкости по подъёмной колонне труб из зоны перфорации нефтяного пласта до уровня калиброванной рабочей муфты и далее газожидкостной смеси от этого уровня до устья скважины.

Циркуляционный клапан 9 над пакером 8, герметизирующим пространство между наружной колонной труб и обсадной колонной, обеспечивает восстановление циркуляции между наружной колонной труб 2 и обсадной колонной, а также глушение и обработку газового горизонта.

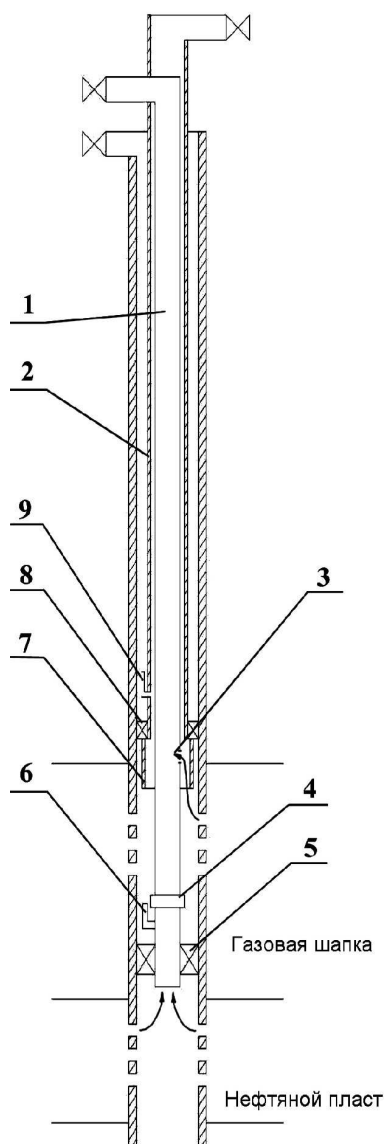


Рисунок 4 – Схема компоновки оборудования при внутрискважинном газлифте:

1 – внутренний ряд подъемных труб; 2 – внешний ряд подъемных труб; 3 – калиброванная рабочая муфта;
4 – разъединитель; 5 – пакер; 6 – циркуляционный клапан; 7 – цилиндрический раструб; 8 – пакер;
9 – циркуляционный клапан

Циркуляционный клапан 6 над пакером 5, герметизирующим пространство между подъемной колонной труб 1 и обсадной колонной, обеспечивает восстановление циркуляции между подъемной и наружной колоннами труб, глушение и обработку нефтяного горизонта.

Разъем 4 на подъемной колонне труб обеспечивает монтаж-демонтаж пакеров 5 и 8.

Размещение калиброванной рабочей муфты 3 над разъединителем 4 обеспечивает замену рабочей муфты.

Эксплуатация скважины внутрискважинным газлифтом осуществляется поступлением нефти из нефтяного пласта к башмаку подъемной колонны труб 1 и её разгазированием в необходимом объеме газом газового горизонта через калиброванную рабочую муфту 3.

Для осуществления внутрискважинного газлифта потребуется следующее дополнительное оборудование:

- пакер-якорь гидравлический ПТ-2ЯГ-146 – 2 шт.;
- клапан циркуляционный КЦГ 73-30 – 2 шт.;
- разъединитель;

- пакер ПМЭ – 1 шт.;
- калиброванная рабочая муфта;
- колонна насосно-компрессорных труб 48 мм – 1500 м.

Для дальнейшего коммерческого использования отработанного газа высокого давления и подачи его в газопровод высокого давления необходимо обустроить скважины сепарационной и замерной установками на высокое давление и подводящим газопроводом к магистральному газопроводу.

Использование схемы внутрискважинного газлифта позволит транспортировать газ высокого давления из скважины после сепарации первой ступени и его подготовки непосредственно в газопровод высокого давления без компримирования.

Литература:

1. Савченко А.П. Проект доработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. – 2002.
2. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России, издание в 2 томах / под ред. В.Е. Гавуры. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.
3. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 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., 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.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., 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: Сполум, 2018. – 476 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 14–19.
13. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Бондаренко В.А., Климовец В.Н., Щетников В.И., Сухляев А.О., Долгов С.В., Шостак А.В. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 6. – С. 17–21.
15. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложненными, обусловленными пескопроявлениями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 5. – 28 с.
16. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной неустойчивости и разрушения песчаных пород // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 35–42.

17. 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.
18. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 34–61.
19. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 62–81.
20. Гилаев Г.Г., Горбунов В.В., Гень О.П. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»-Краснодарнефтегаз // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2005. – № 8. – С. 86–89.
21. Жихор П.С., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т., Учув Р.П. Эволюция методов крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2010. – № 6. – С. 47–49.
22. Жихор П.С., Бондаренко В.А., Долгов С.В., Шостак А.В. Применение некоторых методов факторного анализа для усовершенствования технологии крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М., 2014. – № 1 (57). – С. 86–91.
23. 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.
24. Лысенков Е.А., Сухомлинов А.П., Горбунов В.В. Об эксплуатации скважин установками погружных диафрагменных электронасосов в ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 2. – С. 57–59.
25. Савенок О.В., Бондаренко В.А. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность». Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – М. : Издательство ООО «Газоил пресс», 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.
26. 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). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Секция: Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – Т. 2. – С. 94–96.
27. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Разработка технологий предупреждения и ограничения пескопроявлений на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных: Проблемы недропользования (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 180.

References:

1. Savchenko A.P. Project of further development of an oil and gas deposit of the IV horizon of the Anastasiyevsko-Troitskogo field. – 2002.
2. Abdulmazitov R.D., Baymukhametov K.S., Victorine V.D. Geologiya and development of the largest and unique oil and oil and gas fields of Russia, the edition in 2 volumes / under the editorship of V.E. Gavura. – М. : VNIIOENG, 1996. – Т. 1. – 280 p.
3. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Oshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches for oil production. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2014. – 182 p.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshchaniye-Yug, 2011. – 603 p.

5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdrovin Science i practice : monograph. – L'vov : Spol, 2018. – 476 p.
10. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
12. Alexandrov A.N., Rogachyov M.K. Increase in efficiency of operation of wells electrocentrifugal pumps in the conditions of education the asphaltosmoloparafinykh of deposits // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 2: Development of oil and gas fields. – P. 14–19.
13. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Bondarenko V.A., Klimovets V.N., Shchetnikov V.I., Sukhlyayev A.O., Dolgov S.V., Shostak A.V. Experience of fight against peskoproyavleniye at operation of wells of the Anastasiyevsko-Troitsky field of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnyykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2013. – № 6. – P. 17–21.
15. Bondarenko V.A., Savenok O.V. A research of the methods and technologies of management of complications caused by peskoproyavleniye//the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). Separate article (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2014. – № 5. – 28 p.
16. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the existing methods of fight against the peskopro-phenomena and development of statistical model of deformation and spatial instability and destruction of sandy breeds // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 1. – P. 35–42.
17. Bondarenko V.A., Chuykin E.P., Savenok O.V. Environmental monitoring of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field in the conditions of an intensive peskoproyavleniye // the Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 32–34.
18. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 34–61.
19. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of application of a system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 62–81.
20. Gilayev G.G., Gorbunov V.V., Gen' O.P. Implementation of new technologies of increase in overall performance of wells on fields of JSC Rosneft-Krasnodarneftegaz // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2005. – № 8. – P. 86–89.
21. Zhikhor P. S., Vartumyan G.T., Koshelev A.T., Uchuyev R.P. Evolution of methods of fastening of a bottomhole zone of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field // Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnyykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2010. – № 6. – P. 47–49.
22. Zhikhor P.S., Bondarenko V.A., Dolgov S.V., Shostak A.V. Application of some methods of the factorial analysis for improvement of technology of fastening of a bottomhole zone of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M., 2014. – № 1 (57). – P. 86–91.

23. Leshkovich N.M. Improvement of the equipment and technology of definition untight the muftovykh of connections and through damages of upsetting columns on oil fields with a big gas factor // Bulatovskiye of reading: materials II International on - an uchno-practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 223–226.

24. Lysenkov E.A., Sukhomlinov A.P., Gorbunov V.V. Humpbacks. About operation of wells installations of submersible diaphragm electric pumps in JSC Rosneft Krasnodarneftegaz // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – № 2. – P. 57–59.

25. Savenok O.V., Bondarenko V.A. The analysis of the known representations on a problem a dog-koproyavleniya // the Monthly scientific and technical and production magazine «Gazovaya Promyshlennost». Special issue of the Gazovaya Promyshlennost magazine: Operation of fields of hydrocarbons at a late stage of development. – M. : LLC Gasoil Press publishing house, 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.

26. Chuykin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Sand production problems on fields of Krasnodar Krai and a way of its decision // New technologies – to the oil and gas region: materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with international participation, graduate students and young scientists (on May 20–23, 2014, Tyumen). – Tyumen : TSOGU, 2014. – Section: Development and operation of oil, gas and gas-condensate fields. – Т. 2. – P. 94–96.

27. Sharypova D.D., Savenok O.V. Development of technologies of prevention and restriction of peskoproyavleniye on the example of fields of Krasnodar Krai // the Collection of scientific works of the International forum competition of young scientists: Subsurface use problems (on April 23–25, 2014, St. Petersburg). – St. Petersburg : National mineral and raw university «Gorny», 2014. – P. 180.

УДК 622.691.4.053

СООРУЖЕНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С РАЗРАБОТКОЙ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЯ

CONSTRUCTION OF THE SECTION OF THE MAIN GAS PIPELINE WITH THE DEVELOPMENT OF CLEANING AND TEST CLEANING

Евтеев Андрей Олегович

мастер строительных и монтажных работ,
ООО «МонтажТехСтрой»
ПАО «Транснефть»,
перевалочный комплекс «Шесхарис»
evandrey1995@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрена тема сооружения участка магистрального газопровода с разработкой очистки полости и испытания. Представлена характеристика трассы участка сооружаемого газопровода. Рассмотрены состав технологического потока при сооружении участка магистрального газопровода, а также способы очистки полости и испытания газопровода. Описаны машины и оборудование, применяемые при производстве очистки полости и испытании построенного газопровода. Рассмотрены вопросы по организации работ при сооружении участка магистрального газопровода и по организации работ при очистке полости и испытанию участка газопровода, а также вопросы техники безопасности при сварочно-монтажных работах на трассе газопровода и вопросы по технике безопасности при очистке полости и испытании построенного газопровода.

Ключевые слова: сооружение участка магистрального газопровода; характеристика трассы участка сооружаемого газопровода; состав технологического потока; работы по очистке полости и испытанию газопровода; способы очистки полости и испытания газопровода; испытание на прочность и проверка на герметичность; организация работ при сооружении участка.

Evteev Andrey Olegovich

Master of construction
and installation works,
LLC «MontazhTekhStroy»
PJSC «Transneft»,
«Sheskharis» transshipment complex
evandrey1995@yandex.ru

Annotation. The article deals with the topic of construction of the main gas pipeline section with the development of cavity cleaning and testing. The characteristic of the route of the gas pipeline section is presented. The composition of the process stream in the construction of the section of the main gas pipeline, as well as methods for cleaning the cavity and testing the gas pipeline are considered. The machines and equipment used in the production of cavity cleaning and testing of the constructed gas pipeline are described. Questions on the organization of work during the construction of a section of the trunk gas pipeline and on the organization of work during cavity cleaning and testing of a gas pipeline section, as well as safety issues during welding and assembly work on the gas pipeline route and safety issues during cavity cleaning and testing of a constructed gas pipeline were considered.

Keywords: construction of a section of the main gas pipeline; characteristics of the route of the pipeline under construction; composition of the process stream; work on cleaning the cavity and testing the pipeline; methods for cleaning the cavity and testing the pipeline; strength and leak test; organization of work at the construction site.

Характеристика трассы участка сооружаемого газопровода

Газопровод Уренгой – Помары – Ужгород предназначен для транспортировки природного газа добытого на Уренгойском месторождении на Украину и далее в Европу. На трассе магистрального газопровода находятся девять компрессорных станций.

Диаметр газопровода 1420 мм, фактическое давление 7,4 МПа, проектная мощность 32 млрд м³ в год. Сооружаемый участок магистрального газопровода протяжённостью 25 км, со 185 по 210 км, после введения в эксплуатацию будет обслуживаться Ныдинским линейно эксплуатационным управлением. Участок газопровода проходит по территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Рельеф в районе сооружения участка магистрального газопровода равнинный, местность слабозалесённая, тундровая, есть бугры пучения, термокарсты, массивы вечномёрзлых грунтов. Температура вечномёрзлых грунтов в диапазоне –0,5–1,5 °С.

Район сооружаемого участка магистрального газопровода – это район с резко континентальным климатом, суровой продолжительной зимой и коротким летним периодом, поздней весной и ранними осенними заморозками. Холодное Карское море, являясь источником холода летом и сильных ветров зимой, увеличивает суровость

температурного режима района. Средняя температура января, самого холодного месяца, колеблется в пределах от -24 до -26 °С, достигая абсолютного минимума температуры воздуха в наиболее холодные зимы до -60 °С, ежегодно в зимний период температура опускается до -40 – -45 °С.

Температурный режим летних месяцев в значительной степени определяется процессом трансформации воздушных масс. Среднемесячная температура июля, самого теплого месяца года, колеблется в пределах от $+14$ до $+16$ °С.

Устойчивый снежный покров обычно образуется во второй половине октября. Толщина снежного покрова с средним составляет 100–130 см.

По проекту участок сооружаемого магистрального газопровода планируется выполнить из прямошовной трубы Харцизского трубного завода диаметром 1420 мм с толщиной стенки 18,7 мм, с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием. Марка стали 09Г2БТ. Проектом предусмотрена наземная прокладка газопровода на амортизирующую песчаную подушку с последующим его обвалованием песком.

В соответствии с проектом, основной арматурой на линейной части сооружаемого участка магистрального газопровода являются стальные краны, рассчитанные на давление 7,5 МПа, установки с равнопроходными шаровыми затворами. Линейные краны выполнены в северном исполнении и рассчитаны на эксплуатацию в температурном режиме до -60 °С. Линейные краны установлены в начале и конце сооружаемого участка газопровода, на 185 и 210 км.

Параллельно участку сооружаемого газопровода в одном техническом коридоре проходят два действующих магистральных газопровода: Уренгой – Центр1 и Уренгой – Центр2. для увеличения пропускной способности между параллельными газопроводами предусмотрены перемычки диаметром 1020 мм.

Состав технологического потока при сооружении участка магистрального газопровода

Магистральные газопроводы, имея большую протяжённость при узком и подвижном фронте работ, характеризуются линейностью строительства в отличие от строительства площадочных сооружений.

Линейность строительства позволяет выполнять работы всех видов по неизменяющейся технологической схеме на участках с одинаковым типом местности.

Основные технологические операции выполняются механизированными способами последовательно, с одинаковой линейной скоростью по трассе. С ростом механизации, увеличением мощности, специализацией машин и усовершенствованием отдельных технологических операций совмещённый метод приобретает всё большее значение для строительства газопроводов. Совмещённый метод заключается в том, что все основные технологические операции (сварка труб на трассе, укладка трубопровода, обвалование и др.) совмещены в единый комплексный процесс и одновременно выполняются на относительно небольшом (150–200 м) участке трубопровода.

При совмещённом методе, строительство ведётся по поточной технологии при непрерывном движении комплексной механизированной колонны по трассе газопровода. Все основные потоки строительства движутся друг за другом в строгой последовательности и пока не закончит работу предыдущий поток, следующий не может начать работу на том же участке газопровода. Поточная технология строительства позволяет применять автоматические и телемеханические системы управления работой механизированных колонн.

Лишь некоторые из технологических операций (подготовка полосы строительства, осушка болот, заготовка монтажных элементов) выполняются с опережением графика производства основных строительно-монтажных работ и выпадают из общего потока.

Подготовительные работы

Цель подготовительных работ – обеспечение возможности выполнения основных видов работ по прокладке трубопровода, а так же работ по строительству переходов его через естественные и искусственные препятствия в соответствии с установ-

ленными сроками. Качественное и своевременное выполнение подготовительных работ обуславливает успех всего строительства магистрального газопровода в целом.

В состав подготовительных работ входят:

- расчистка трассы от леса и кустарника;
- срезка крутых продольных склонов (косогоров);
- проведение защитных противообвальных и противооползневых мероприятий;
- проведение мероприятий, обеспечивающих минимальное промерзание грунта;
- строительство временных дорог, водопропускных, водоотливных и осушительных сооружений на подъездах к трассе и вдоль неё, а также мостов и переправ через реки, ручьи, овраги;
- защита подъездных дорог от снежных заносов;
- устройство временных баз или складов для хранения материалов и оборудования;
- подготовка вертолётных площадок;
- создание системы диспетчерской связи;
- подготовка строительных площадок для проведения строительно-монтажных работ по сооружению переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды и прокладке трубопровода в туннелях с необходимыми временными бытовыми и технологическими помещениями;
- снятие плодородного слоя земли и перемещение его в отвал для временного хранения.

В условиях вечной мерзлоты подготовительные работы должны вестись так, чтобы по возможности не повреждался моховой покров, ибо повреждение его при льдонасыщенных вечномерзлых грунтах ведёт к образованию термокарста.

Работы по инженерной подготовке трассы начинаются с уточнения разбивки трассы и обследования условий и характера местности в границах полосы строительства и прилегающих к ней сложных участков, чтобы своевременно внести необходимые изменения в проектные решения.

Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы

При строительстве магистрального газопровода транспортные и погрузочно-разгрузочные работы включают:

- выгрузку труб на прирельсовых площадках;
- погрузку труб на автомобильные транспортные средства, складирование труб на прирельсовом, базисном или притрассовом складе;
- погрузку-разгрузку на трубосварочных базах, погрузку и транспортировку секций труб и их разгрузку на трассе.

Для сооружения магистрального газопровода на трассу доставляют и развозят по ней трубы, секции труб, запорную арматуру (краны, задвижки), железобетонные крупногабаритные изделия, изоляционные материалы, монтажное оборудование, механизмы и другие специальные грузы. Основной объём транспортируемых грузов составляют трубы и секции труб.

К отдельным пунктам трассы грузы доставляются железнодорожным, водным и автомобильным транспортом. От мест разгрузки трубы и трубные секции развозят по трассе или на трубосварочные базы специальным автотранспортом – трубовозами.

В труднодоступных районах со сложными дорожными условиями, транспортные работы играют решающую роль. Ведь от качества их выполнения будет зависеть процесс строительства определённого участка и соответствие отведённым срокам сооружения всего магистрального газопровода в целом. Для транспортировки труб и трубных секций к месту проведения работ по сооружению газопровода в условиях бездорожья, применяют специальные транспортные средства повышенной проходимости на автомобильном или тракторном ходу.

Секции труб, доставленные к месту производства монтажных работ, как правило, разгружают с транспортных средств трубокладчиками.

В сложных районах транспортные работы могут выполняться со значительным опережением основного потока производства работ по сооружению магистрального газопровода.

Ведущую роль в своевременном выполнении транспортных работ играет качественное проведение подготовительных работ, а именно наличие или отсутствие временных дорог, переправ через реки, ручьи, а также переходы через овраги и промоины.

Сварочно-монтажные работы

Основу трубопроводного строительства составляют сварочно-монтажные работы, в значительной степени определяющие надёжность сооружаемых объектов. При строительстве линейной части магистральных газопроводов сварочно-монтажные работы выполняют, как правило, в два этапа: на первом этапе отдельные трубы с заводской длиной 12 м и менее на полустационарных трубосварочных базах сваривают с поворотом в 24-, 36- и даже 48-метровые секции; на втором этапе из этих вывезенных на трассу длинномерных секций сваривают непрерывную нитку трубопровода. Эта схема сварочно-монтажных работ принята во многих странах. Технология так называемой поворотной сварки непрерывно совершенствуется в направлении исключения выполняемых вручную операций как по сварке, так и по транспортировке труб по трубосварочной базе. Технология сварки совершенствуется в направлении увеличения производительности и повышения качества.

Сборку труб под сварку выполняют с помощью внутренних либо наружных звеньевых центраторов. Зазор между кромками зависит не только от толщины стенки труб и вида сварки, но и типа электродов, применяемых при сварке корневого шва. Необходимый зазор устанавливают щупами и фиксируют трубы прихватками по всему периметру.

Монтажные работы при наличии труб с заводской изоляцией имеют некоторые особенности. Трубы должны доставляться трубопроводными машинами с оборудованием, исключающим повреждение покрытия в местах их контакта с конниками трубопровода. Их выгружают и погружают с помощью траверсы. Стрелы трубоукладчиков покрывают амортизирующими обрезиненными прокладками толщиной не менее 20 мм. Трубы и трубные секции разгружаются только на заранее подготовленные деревянные лежки, на которых имеются мягкие прокладки и деревянные клинья.

Для монтажа изолированных труб и секций на трассе применяются опоры из деревянных лежек. Верхние лежки имеют амортизирующие прокладки. Использование земляных или грунтовых призм не допускается.

Кривые вставки изготавливают на трубогибочных станках с обязательным использованием дорнов. Опорные поверхности башмаков ложементов упора станков снабжаются прокладками из резины.

Земляные работы

При выполнении земляных работ на строительстве линейной части магистрального газопровода способом наземной укладки осуществляются следующие виды работ: создание амортизирующей песчаной подкладки под газопровод; обвалование; отсыпку насыпей; рекультивация.

После разбивки трассы сооружаемого участка магистрального газопровода и выполнения подготовительных работ, сооружают амортизирующую прокладку. Прокладку сооружают из привозного песка с последующим уплотнением слоёв. Толщина амортизирующей прокладки варьируется в пределах 100–150 мм и должна полностью перекрывать острые камни, куски твёрдого грунта и т.д., способные повредить заводское противокоррозионное покрытие.

После укладки сваренного участка газопровода на амортизирующую подкладку приступают к обвалованию. При обваловании построенного газопровода используют привозной песок. Для создания нужной формы валика используют бульдозеры и одноковшовые экскаваторы. Песчаный валик должен обеспечивать полное укрытие трубопровода с достаточным запасом, для предотвращения механического воздействия на газопровод. Работы по сооружению песчаного валика должны вестись с максимальной осторожностью, чтобы исключить все механические воздействия на трубу. В результате чего может быть повреждено изоляционное покрытие или сама труба.

Все виды земляных работ выполняются с помощью мерительного и геодезического инструмента.

Как правило, при строительстве линейной части магистральных газопроводов, земляные работы выполняются специализированными трестами под контролем представителя заказчика.

Изоляционно-укладочные работы

При строительстве магистрального газопровода из труб с заводской изоляцией, изоляционные работы сводятся к механической очистке стыков труб и установке термоусадочных манжет. Термоусадочные манжеты устанавливаются вручную и нагреваются газовой горелкой. После установки термоусадочные манжеты прокатывают валиком для предотвращения появления воздушных пузырей и неплотностей между металлом трубы и самой манжетой.

При строительстве участка магистрального газопровода способом наземной прокладки с последующим его обвалованием применяют усиленные термоусадочные манжеты.

Интервал во времени между установкой термоусадочных манжет и засыпкой газопровода песком должен быть как можно короче, чтобы исключить появление вздутий изоляции и её повреждение. При отрицательных температурах окружающего воздуха поверхность трубы в местах нанесения термоусадочных манжет должна быть предварительно прогрета газовой горелкой.

Укладку сваренного газопровода осуществляют с помощью трубоукладчиков. При этом для предотвращения повреждений заводского изоляционного покрытия, применяются мягкие полотенца для укладки.

Работы по очистке полости и испытанию газопровода

После сварки, укладки и засыпки, магистральный газопровод должен быть очищен, испытан на прочность и проверен на герметичность. Очистка внутренней полости газопровода производится при помощи пропуска очистных поршней. Очистной поршень движется по очищаемому участку газопровода под воздействием высокого давления природного газа, который подаётся из расположенного по близости действующего газопровода. Продувка участка построенного магистрального газопровода с пропуском очистного поршня считается законченной, если после вылета поршня из выходного патрубка выходит струя незагрязнённого газа. В противном случае пропуск очистного поршня повторяется до получения положительного результата.

После очистки участка газопровода приступают к испытанию на прочность и проверке на герметичность. Линейные краны при этом должны быть закрыты, а через узел подключения подаётся природный газ из действующего газопровода. При проверке на прочность испытываемое давление плавно повышают до 1,1 от рабочего давления и выдерживают участок под этим давлением в течение 24 часов. Если газопровод не разрушился, давление снижают до максимального рабочего и приступают к проверке на герметичность. Проверка на герметичность производится не менее 12 часов.

Способы очистки полости и испытания газопровода, обоснование выбранного способа

В соответствии с действующими СНиП магистральные трубопроводы до ввода в эксплуатацию подвергают очистке, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Очистка полости трубопровода необходима для его надёжной работы с заданной производительностью без изменения физико-химических свойств транспортируемого продукта. Она обеспечивает на всём протяжении (или на отдельных участках) установленные проектом полное проходное сечение и коэффициент гидравлического сопротивления, а также беспрепятственный пропуск по трубопроводу в ходе его эксплуатации разных разделительных (для последовательной перекачки продуктов) и очистных устройств. Испытания магистрального трубопровода на прочность и проверка на герметичность – гарантия его надёжной работы при эксплуатации.

Работы по очистке полости и испытанию трубопровода проводят в соответствии со специальной инструкцией, учитывающей конкретные местные условия, под руководством комиссии из представителей генерального подрядчика, субподрядных органи-

заций, заказчика. В инструкции должны быть предусмотрены способы, параметры, последовательность и сроки выполнения работ, методы и средства выявления и устранения отказов (застывание очистных устройств, разрывы трубопровода, утечки и т.п.), схема организации связи; требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны. Возможность использования природного газа для очистки полости и испытания в обязательном порядке должна согласовываться с Газнадзором ПАО «Газпром».

Очистка полости трубопровода является подготовкой его к испытанию. Её цель – удаление из трубопровода окалины, грунта, случайно попавшей грязи, воды, снега, кусков льда, посторонних предметов. Свод правил (СП) рекомендует очищать полость газопровода в два этапа: предварительная очистка и окончательная – со сбором загрязнений в конце очищаемого участка.

Предварительную очистку полости трубопровода проводят на трубосварочных базах при сварке труб в секции и на трассе при сварке секции труб в плети или сплошную нитку путём протаскивания через секции труб очистного устройства. После очистки полости участка магистрального трубопровода на концах его устанавливают заглушки.

Окончательная очистка полости трубопроводов выполняется промывкой, продувкой, вытеснением загрязнений в потоке жидкости. Промывка или продувка осуществляется одним из следующих способов: с пропуском очистного или разделительного устройства; без пропуска очистного или разделительного устройства. Промывку и продувку с пропуском очистных или разделительных устройств выполняют на трубопроводах диаметром 219 мм и более. Промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств производят: на трубопроводах диаметром менее 219 мм; на трубопроводах любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом не менее пяти диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее 1 км. Полости подземных трубопроводов очищают после их укладки в траншею и засыпки, наземных – после укладки и обвалования, надземных – после укладки на опоры и закрепления.

Продувка

Продувку с пропуском очистных поршней осуществляют на трубопроводах проложенным любым способом. При этом очистные поршни пропускают по участкам трубопровода, длина которых не превышает расстояния между двумя соседними отключающими устройствами – кранами или задвижками. Поршень движется под давлением сжатого воздуха, подаваемого непосредственно от компрессоров, или природного газа из действующего газопровода, проходящего вблизи строящегося объекта или подаваемого с газового промысла. При продувке также применяют системы подачи воздуха или газа с использованием ресиверов. Давление воздуха (газа) в ресивере (соотношение его длины и длины очищаемого участка 1:1) зависит от диаметра трубопровода.

Магистральные газопроводы, проложенные надземно на опорах, продувают одновременно с пропуском очистных поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха или газа (скорость не более 10 км/ч, протяжённость участков не более 10 км). Окончательно загрязнения удаляют продувкой без пропуска очистных устройств путём создания в трубопроводе скоростных потоков воздуха или газа. Протяжённость участка трубопровода, продуваемого без пропуска очистного поршня, не должна превышать 5 км.

Продувка считается законченной, если после прохождения по участку трубопровода очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязнённого воздуха или газа. В противном случае продувка повторяется до получения положительных результатов. Если после вылета очистного устройства из продувочного патрубка поступает вода, то по очищаемому участку магистрального трубопровода для его осушки необходимо пропустить поршень-разделитель. Эффективность осушки повышает использование метанола как водопоглощающей среды. В этом случае метанольные пробки расчетного объёма помещают между двух поршней-разделителей, пропускаемых под давлением сухого сжатого воздуха или газа.

Промывка

Промывке подвергают трубопроводы любого назначения, испытание которых предусмотрено в проекте гидравлическим способом. Пропуск очистного или разделительного

тельного устройства по трубопроводу осуществляется под давлением жидкости, закачиваемой для гидравлического испытания. При промывке перед очистным поршнем или поршнем-разделителем заливают воду (10–15 % объёма очищаемого участка). Скорость перемещения очистных поршней или поршней-разделителей при промывке трубопроводов – не менее 1 км/ч.

Пропуск очистного или разделительного устройства в потоке жидкости обеспечивает удаление из трубопровода не только загрязнений, но и воздуха, что исключает необходимость установки воздухопускных кранов, повышает надёжность обнаружения утечек с помощью манометра.

Промывка считается законченной, когда очистное или разделительное устройство выйдет из трубопровода неразрушенным. При промывке без пропуска очистного или разделительного устройства качество очистки обеспечивается скоростным потоком жидкости. Скорость потока жидкости при промывке без пропуска очистных и разделительных устройств должна составлять не менее 5 км/ч. Промывка без пропуска очистного или разделительного устройства считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

Вытеснение загрязнений в потоке жидкости

Очистка полости трубопровода вытеснением загрязнений в скоростном потоке жидкости осуществляется в процессе удаления жидкости после гидроиспытания с пропуском поршня-разделителя под давлением сжатого воздуха или газа. Скорость перемещения поршня-разделителя в едином совмещённом процессе очистки полости и удаления воды должна быть не менее 5 км/ч и не более величины, определяемой технической характеристикой применяемого поршня-разделителя. Протяжённость участка очистки полости вытеснением загрязнений в скоростном потоке жидкости устанавливается с учётом рельефа местности, давления в трубопроводе в начале очищаемого участка и характеристики поршня-разделителя (предельной длины его пробега).

Испытание на прочность и проверка на герметичность

Магистральные газопроводы должны испытываться в соответствии с рабочим проектом гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями), пневматическим (природным газом, воздухом) или комбинированным (воздухом и водой или газом и водой) способами. Все способы равноценны и применимы для трубопроводов любого назначения.

Испытания линейной части магистральных трубопроводов на прочность и проверку их на герметичность проводят после завершения всех предшествующих работ (укладки, засыпки, обвалования или закрепления на опорах, очистки полости, врезки линейной арматуры, приварки катодных выводов, а также представления и проверке исполнительной документации). На магистральных трубопроводах испытание на прочность и проверку на герметичность осуществляют гидравлическим (водой) или пневматическим (воздухом, природным газом) способами. Гидравлическое испытание магистральных трубопроводов водой при отрицательной температуре воздуха допускается при условии, что трубопровод, линейную арматуру и приборы предохраняют от замораживания. Способы испытания, границы участков, величины испытательных давлений, схему проведения испытания (места забора и слива воды, согласованные с заинтересованными организациями, пункты подачи, обустройство временных коммуникаций) устанавливают проектом. Протяжённость участков газопроводов, испытываемых пневматическим способом, не ограничивается, а участков, испытываемых гидравлическим или комбинированным способами, определяется с учётом гидростатического давления.

Испытываемый на прочность и проверяемый на герметичность трубопровод делят на участки, которые ограничивают заглушками или линейной арматурой (в данном случае отключающими кранами или задвижками).

Магистральный газопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остаётся неизменным и не будут обнаружены утечки.

Гидравлическое испытание

Для проведения гидравлического испытания давление внутри трубопровода создают водой или жидкостями с пониженной температурой замерзания, предусмотренными проектом. В качестве источников воды для гидравлического испытания используют естественные или искусственные водоёмы (реки, озёра, водохранилища, каналы и т.п.), пересекаемые строящимся трубопроводом или расположенные вблизи него.

Гидравлическое испытание магистральных трубопроводов – наиболее эффективный способ. Он позволяет создать в трубопроводе повышенное давление практически без дополнительной закачки воды в трубопровод после его заполнения, что обеспечивает более полное выявление скрытых дефектов, а также относительную безопасность проведения работ. Для гидравлического испытания установлены следующие основные параметры: давление в нижней точке участка газопровода равно давлению при заводском испытании труб (не более давления, соответствующего минимальному нормативному пределу текучести материала труб, а давление в верхней точке участка 1.1 проектного рабочего). Продолжительность испытания на прочность – 24 часа. С учётом разности давлений в нижней и верхней точках магистрального газопровода определяют протяжённость участка испытания.

На герметичность участки всех категорий трубопровода проверяют после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего. Продолжительность проверки на герметичность при гидравлическом и пневматическом испытаниях определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы газопровода с целью выявления утечек, но не менее 12 часов.

Чтобы полностью удалить воздух из магистрального газопровода при его заполнении водой для гидравлического испытания, в процессе промывки пропускают поршни-разделители или вытесняют воздух через воздухопускные краны, устанавливаемые в местах скопления воздуха. Диаметр воздухопускных кранов выбирают в зависимости от суммарной производительности наполнительных агрегатов и диаметра испытываемого газопровода.

Для полного удаления воды (после испытания магистрального газопровода гидравлическим способом) по нему пропускают не менее двух поршней-разделителей (основного и контрольного) под давлением сжатого воздуха или газа. Скорость поршней-разделителей при удалении воды обычно составляет 3–10 км/ч. Результаты считают удовлетворительными, если контрольный поршень-разделитель вышел из газопровода неразрушенным. В противном случае пропуск контрольного поршня-разделителя повторяют.

Достоинства: обеспечивается наибольшая безопасность, исключаются взрывы и возгорания; длина разрушений не превышает нескольких метров; исключены затраты времени и средств на очистку полости.

Недостатки: необходимость наличия на трассе источников воды; ограниченное применение при отрицательных температурах; требуется осушка внутренней полости; проблемы экологического характера.

Пневматическое испытание

Пневматическое испытание магистральных газопроводов осуществляют лишь в тех случаях, когда по каким-либо причинам проведение гидравлического испытания невозможно (отсутствие источника воды, недостаток воды в существующих источниках, температура наружного воздуха ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, невозможность обеспечения охранной зоны, наличие участков вечной мерзлоты и т.п.). Как правило, пневматическое испытание сжатым воздухом в 2–3 раза продолжительнее испытания гидравлическим способом. При таком испытании давление принимают равным 1.1 максимального рабочего, а продолжительность выдержки под этим давлением 12 часов.

При пневматическом испытании магистральный газопровод (его участок) заполняют воздухом или газом через полностью открытые краны обводных линий при закрытых линейных кранах. Для выявления утечки воздуха или газа в процессе их закачки в газопровод добавляют одорант (через одоризационные установки) в объёме 50–80 г на

1000 м³ воздуха или газа. Давление в магистральном газопроводе поднимают плавно. При достижении давления 0,3 от испытательного (но не более 2 МПа) трассу осматривают. На это время подъём давления прекращают. После осмотра трассы подъём давления в газопроводе до испытательного ведётся без остановок. Под испытательным давлением на прочность магистральный газопровод выдерживают при открытых кранах обводных линий и закрытых линейных кранах. Это делается для стабилизации давления и температуры в газопроводе. После 12 часовой выдержки давление в газопроводе снижают до максимального рабочего, а краны обводных линий закрывают. Затем осматривают трассу, проводят наблюдения и замеры давления в течение не менее 12 часов.

Магистральный газопровод считают выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность (12 часов) давление в нём снизилось не более чем на 1 %, труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление оставалось неизменным и не было обнаружено утечек. При обнаружении утечек и мест их нахождения при любом способе испытания магистрального газопровода визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода ремонтируют, а затем вновь подвергают испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Достоинства: возможность сохранения чистоты полости; возможность проведения испытаний на резкопересечённой местности и при низких температурах.

Недостатки: высокая степень вероятности возникновения взрывов и пожаров; большая протяжённость разрушения при разрыве; велика продолжительность испытаний.

Комбинированное испытание

При комбинированном испытании давление внутри трубопровода создают двумя средами – природным газом (воздухом) и жидкостью (водой или антифризами). Испытываемый участок заполняют природным газом от скважины (действующего газопровода) или сжатым воздухом от компрессорных установок до создания в нём давления, равного давлению в действующем газопроводе или максимальному давлению нагнетания компрессора. После заполнения участка газом или воздухом подъём давления в нём до испытательного производят опрессовочными агрегатами, закачивая в трубопровод жидкость. Давление при комбинированном испытании на прочность должно быть равно в верхней точке 1.1 максимального рабочего давления трубопровода, а в нижней точке – не превышать заводского испытательного давления труб. Продолжительность выдержки участка под этим давлением – 12 часов. В основном, комбинированному испытанию подвергают газопроводы, прокладываемые в горных условиях вблизи действующих газопроводов.

Обоснование выбранного метода очистки полости и испытания участка газопровода

В связи с тем, что в районе сооружаемого участка магистрального газопровода зимний период с понижением температуры до отметки – 45–50 °С длится большую часть года, а также на всём протяжении сооружаемого участка газопровода почва представляет собой вечномёрзлые грунты – считается целесообразным очистку полости газопровода произвести методом продувки газом с пропуском трёх очистных поршней типа ОП и пневматическое испытание природным газом на прочность и проверку на герметичность.

Организация работ при сооружении участка магистрального газопровода

Организационно-подготовительные мероприятия выполняются строительной организацией и включают:

- подготовку и заключение с заказчиком генерального договора и договоров субподряда;
- получение от заказчика соответствующей проектно-сметной документации, зарегистрированной в органах Ростехнадзора;

- анализ проектно-сметной документации;
- оформление финансирования строительства;
- отвод в натуре трассы и площадок для строительства;
- оформление разрешений и допусков на производство работ;
- решение вопросов бытового обслуживания строителей;
- заключение договоров материально-технического обеспечения.

Подготовка и заключение с заказчиком строительства генерального подрядного договора осуществляется от имени строительной организации в соответствии с условиями конкурса (тендера) на право производства работ в установленном порядке.

Приёмка и проверка проектно-сметной документации осуществляется генподрядной строительной организацией с привлечением подчинённых ей подразделений и потенциальных субподрядных организаций.

Оптимальные запасы материально-технических ресурсов, необходимые для бесперебойной работы строительного потока определяют с учётом отдалённости основной базы снабжения, состояния дорожной сети, условий навигации, возможностей железной дороги, сезона года, транспортной схемы доставки материалов, производительности потока, управления строительством.

В подготовительный период определяют места устройства трубосварочных баз, мест для разгрузки и складирования труб, а также разрабатывают оптимальную схему транспортных и погрузочно-разгрузочных работ.

Подготовка службы контроля качества строительной организации должна быть направлена на создание условий для введения непрерывного производственного контроля, её комплектации контрольно-измерительными приборами, инструментами, материалами и персоналом, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

Строительство трубопровода планируется вести поточным методом механизированными колоннами (комплексными трубопроводостроительными потоками – КТП), обеспечивающими требуемое качество и темп строительства путём формирования специализированных бригад и звеньев, и производства всех видов работ в строгой технологической последовательности.

Проектно-сметная документация (ПСД) обычно рассматривается на техническом совете генподрядной строительной организации при участии представителей заказчика, субподрядных организаций, предприятий строительной индустрии, проектных и при необходимости научно-исследовательских организаций, с целью разработки плана мероприятий по реализации проекта.

Состав и содержание проекта производства работ определяется «Инструкцией по разработке проектов производства работ по строительству нефтегазопродуктопроводов», утверждённой Минэнерго России приказом № 37 от 4 февраля 2000 года.

В летний период перед началом строительных работ проводится визуальное обследование трассы с целью ознакомления с характером местности, а также осуществляется инструментальное обследование для уточнения гидрологических и мерзлотно-геологических характеристик грунтов, оценивается возможность применения местных грунтов для сооружения дорог, подсыпки и присыпки трубопровода, а также проверяется глубина оттаивания грунтов, залесенность, глубина и ширина зеркала воды на переходах.

Результаты обследования сравнивают с проектными данными, и если отклонения существенные (более 5 %), то корректируют объёмы работ и уточняют отдельные технологические решения, заложенные в проектах организации строительства и производства работ, и разрабатывают дополнительные мероприятия по выполнению неучтённых видов строительного-монтажных работ.

Поступающие на строительство материально-технические ресурсы должны подвергаться входному контролю, предусматривающему освидетельствование и отбраковку изделий. Освидетельствование осуществляется в соответствии с действующими государственными стандартами и техническими требованиями на изготовление изделий, утверждёнными заказчиком и заложенными в проект строительства объекта. Освидетельствование и отбраковку осуществляет комиссия приказом заказчика и генподрядчика.

Организация работ при очистке полости и испытанию построенного участка газопровода

Очистку полости трубопроводов, а также их испытание на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять по специальной инструкции или ППР, отражающей местные условия работ, и под руководством комиссии, состоящей из представителей генерального подрядчика, субподрядных организаций, заказчика или органов его технадзора. Инструкция составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учётом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии.

Инструкция по очистке полости, испытанию магистральных газопроводов на прочность и проверку на герметичность должна предусматривать:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (застывание очистных устройств, утечки, разрывы и т.п.);
- схему организации связи; требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания о размере охранной зоны.

При производстве работ по очистке полости и испытанию должна быть организована система связи, реализуемая силами и средствами субподрядчиков. Она должна обеспечивать оперативное руководство всеми работами в установленных по времени режимах. Система связи находится в оперативном распоряжении председателя комиссии.

На время производства работ организуется аварийно-ремонтная бригада. Аварийная ремонтно-восстановительная бригада должна быть обеспечена автомобилями повышенной проходимости с электросварочными агрегатами, средствами пожаротушения и всем необходимым инвентарём для всех видов строительно-монтажных работ на линейной части магистрального газопровода и узлах запорной арматуры.

Для проведения очистки полости и испытания на строительстве магистральных газопроводов организуют один или несколько специализированных потоков:

- потока очистки полости;
- потока испытания.

Параметры потоков – продолжительность, границы, направление производства работ во времени и пространстве – должны быть рационально увязаны с параметрами соответствующих потоков крупных механизированных комплексов в пределах установленной общей продолжительности строительства (директивного срока).

Участок испытания может быть разделён на отдельные захватки, на каждой из которых работы осуществляют либо силами и средствами одной строительно-монтажной организации, либо от одного источника используемой среды (вода, газ и т.д.), либо по одной технологической схеме.

При организации поточного метода выполнения работ по очистке полости, испытанию и удалению воды учитывают следующие специфические особенности:

- закачивания в трубопровод напорной среды (воздуха, воды, природного газа) для очистки полости, испытания и удаления воды можно выполнять круглые сутки, тогда как предшествующие работы по инженерной подготовке трассы (сварке, изоляции, укладке и засыпке трубопровода) обычно осуществляют в одну-две смены;
- очистку полости и испытания выполняют по участкам конечной протяжённости, а не непрерывно, как в процессе предшествующих работ;
- протяжённость очищаемого или испытываемого участка определяют в зависимости от совокупности ряда факторов (схемы раскладки труб, разности вертикальных отметок трассы газопровода, расположения линейной арматуры и др.);
- используемые основные машины (наполнительные и опрессовочные агрегаты, передвижные компрессорные установки) работают, как правило, в одном месте и перемещаются по трассе только периодически;
- очистку полости и испытание выполняют в условиях, когда основная техника комплексных механизированных потоков выведена из районов строительства;

- процессы очистки полости и испытания газом, являются одновременно завершающими процессами строительства и начальным этапом пусконаладочных работ, что требует чёткой согласованной организации их выполнения с привлечением сил и средств соответствующих организаций и эксплуатационных подразделений заказчика.

При выборе технологической схемы производства работ по очистке полости и испытанию учитывают конкретные условия таким образом, чтобы выбранная схема производства работ обеспечивала возможность выполнения работ в кратчайшие сроки при условии обеспечения нормативных критериев по качеству.

Техника безопасности при очистке полости и испытании построенного участка газопровода

Магистральные газопроводы до ввода в эксплуатацию должны подвергаться очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность в соответствии со специальной инструкцией под руководством комиссии. Инструкция должна предусматривать способы, параметры и последовательность выполнения работы; методы и средства выявления отказов; схему организации связи; требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания по размерам охранной зоны. Рабочая инструкция составляется строительно-монтажной организацией и утверждается руководителем комиссии по испытанию трубопровода.

Председатель комиссии на время очистки полости и проведения испытаний газопровода обязан обеспечить безопасность обслуживающего персонала и населения, а также сохранность машин и сооружений вдоль трассы газопровода в пределах охранной зоны. Председателем комиссии по испытанию назначается представитель подрядчика.

Все члены комиссии, а также инженерно технические работники и рабочие должны изучить инструкцию и расписаться в журнале. Перед началом работ обслуживающий персонал получает необходимый инструмент, спецодежду и средства индивидуальной защиты.

Очистка полости, испытания газопроводов на прочность и проверка их на герметичность при отсутствии бесперебойной связи запрещается.

При очистке полости и испытании магистральных газопроводов газом или воздухом устанавливают охранную зону. При испытательном давлении более 8,4 МПа охранную зону увеличивают на 50 %. При промывке трубопровода водой охранная зона занимает полосы по 25 м в обе стороны от трубопровода, а при гидравлическом испытании трубопровода диаметром 1420 мм – 100 м. Охранную зону вылета очистного поршня или поршня-разделителя ограничивают сектором 60° у конца продувного патрубка. При наземной или надземной прокладке газопровода её увеличивают в два раза. Для вертолётов и самолётов, участвующих в проведении работ по очистке полости и испытанию магистральных газопроводов, по согласованию с территориальными управлениями гражданской авиации устанавливают дополнительную охранную зону.

Наблюдение за зоной оцепления в период проведения работ осуществляет один из членов комиссии, назначенный председателем комиссии и ответственный за этот участок работы.

Рабочие и ИТР, а также машины, механизмы и оборудование должны находиться за пределами охранной зоны. Оцепление можно снимать только по указанию председателя комиссии.

Дежурные постов и обходчики обязаны:

- наблюдать за определённым местом или участком трубопровода;
- немедленно сообщать комиссии обо всём, что препятствует проведению работ или создаёт угрозу для людей, животных, сооружений, транспорта, находящихся вблизи трубопровода;
- обозначать места утечек газа, опасных загазованных зон и сообщать об этом комиссии.

При обходе трассы трубопровода обходчики должны находиться в 20 м от оси трубопровода при очистке его полости и испытании воздухом или газом, а при испытании водой – на расстоянии не менее 5 м.

К очистке полости и испытания газопровода природным газом разрешено приступать лишь после вытеснения из него воздуха. Содержание кислорода в выходящей из газопровода газовой смеси определяют переносным газоанализатором. Оно не должно превышать 2 %.

До очистки полости, испытание газопровода газом или воздухом в местах, где он пересекает железные и автомобильные дороги или проходит вблизи от них, комиссия должна уведомить соответствующие организации (управление железной дороги, автомобильный отдел и др.) о проведении работ и согласовать с ними необходимые меры безопасности. В местах пересечения газопроводом железных и автомобильных дорог или приближения его к населённым пунктам за пределами охранной зоны следует выставлять охранные посты и устанавливать предупредительные и запрещающие знаки.

Во время очистки полости и испытания магистрального газопровода природным газом в охранной зоне запрещается пользоваться открытым огнём.

При разрушении газопровода во время очистки полости или испытания газом следует принять срочные меры по ликвидации аварии. Если авария произошла в месте пересечения газопровода с железной или шоссейной дорогой или вблизи от неё, а также недалеко от населённого пункта, необходимо немедленно оцепить опасный район, а затем приступить к ликвидации аварии.

Машины и оборудование, применяемые при производстве очистки полости и испытании построенного газопровода

При продувке трубопроводов применяются очистные поршни, предназначенные для удаления из внутренней полости трубопровода посторонних предметов и зачистки его внутренней поверхности. Очистные поршни движутся по очищаемому газопроводу за счёт энергии сжатого воздуха или природного газа. Очистные поршни состоят из следующих основных элементов: корпуса, манжетных уплотнительных устройств и металлических щёток. Манжетные уплотнения обеспечивают плотность посадки поршней в газопроводе, а металлические щётки очищают внутреннюю поверхность трубопровода.

Корпус поршня выполнен из трубы и заглушен в передней части. Смонтированные по окружности и загнутые в одном направлении трубки предназначены для создания скоростных воздушных струй, обеспечивающих при продувке одновременно с поступательным перемещением вращение поршня реактивными силами. Существуют две основные конструкции очистных поршней: с прямыми манжетами и самоуплотняющимися.

При износе прямых манжет сжатый воздух проходит через зазор между стенками трубы и поршнем в полость перед ним. Это приводит к повышенному расходу продувочного воздуха и снижению скорости передвижения поршня, а иногда и к его остановке.

Самоуплотняющиеся манжеты равномерно прижимаются давлением воздуха к внутренним стенкам трубопровода, причём герметичность не ухудшается даже при значительном (но неполном) износе отбортованных частей манжет.

Для продувки трубопроводов, проходящих по сильно пересечённой местности или прокладываемых по способу «змейка», применяются поршни, выполненные из двух частей, соединённых между собой шарнирно. Для установки обеих частей по одной оси и смягчения ударных нагрузок шарнир стабилизируется цилиндрической пружиной. Такая конструкция позволяет поршню вписываться в многочисленные кривые вставки, не создавая значительных ударных нагрузок на трубопровод.

Очистные поршни типа ОП могут применяться: для продувки магистральных трубопроводов под давлением воздуха или природного газа при скорости перемещения в пределах 35–70 км/ч; для очистки полости протягивания в процессе сборки и сварки секций в нитку.

Поршни-разделители применяются для промывки и одновременного освобождения от воздуха и заполнения водой для гидравлического испытания, а также для освобождения газопровода от воды после гидравлического испытания. Скорость перемещения этих устройств должна быть не менее 1 км/ч, а максимальная скорость может достигать 10 км/ч. Для удаления воды из газопровода поршни-разделители применяют в два этапа. На первом этапе работ предварительно удаляют основной объём воды, на втором – контрольном этапе вода полностью удаляется из испытанного газопровода.

При продувке и пневматическом испытании трубопровода сжатый воздух закачивается в него передвижными компрессорными станциями. Принципиальная конструктивная схема всех применяемых компрессорных станций одинакова. Основными их агрегатами являются двигатель внутреннего сгорания и компрессор, смонтированные на общей раме. Передача крутящего момента от двигателя к компрессору осуществляется эластичными муфтами или через дополнительные узлы (редуктор, коробку передач).

По числу ступеней сжатия компрессоры делятся на одно и многоступенчатые. Одноступенчатые компрессоры низкого давления и при испытании магистральных газопроводов не применяются. Для получения сжатого воздуха высокого давления и предотвращения его нагрева при сжатии применяются многоступенчатые компрессоры. Атмосферный воздух последовательно сжимается в нескольких ступенях компрессора. После каждой ступени сжатия воздух охлаждается в холодильниках и очищается от масла и конденсата в водомаслоотделителях.

Для продувки газопроводов диаметром от 1020 до 1420 мм, в том числе в северных районах, условиях вечномёрзлых грунтов применяют передвижные высокопроизводительные компрессорные установки типа ТКА-80-05 на базе авиационных двигателей комплектно-блочного исполнения.

При очистке полости и испытании газопроводов любым из способов необходимо применять контрольно-измерительную аппаратуру. Для измерения давления используют дистанционные приборы «Контролёр» либо манометры класса точности не ниже 1,0. Манометры с диаметром корпуса не менее 150 мм и со шкалой давления, равной 4/3 испытательного, применяются трёх типов: технические (МТ), контрольные (МК) и образцовые (МО).

Содержание кислорода в газовой смеси, выходящей из трубопровода при очистке полости и испытании природным газом, определяют переносными газоанализаторами типа ГХП-2, ГХП-3 или другими аналогичными приборами.

Для контроля за прохождением очистных устройств и определения их местоположения при остановке в трубопроводе применяют системы обнаружения «Импульс» и «Полюс» в соответствии с техническими условиями. Системы обнаружения «Импульс» и «Полюс» могут быть использованы при пропуске очистных устройств по надземным трубопроводам, а также по подземным трубопроводам, засыпанным грунтами любых категорий или проложенным по обводненной и заболоченной местности. Системы обнаружения очистных устройств «Импульс» состоит из сигнализатора и переносного приемника с антенной. Сигнализатор, смонтированный на очистном поршне, движущемся внутри трубопровода, излучает знакопеременные низкочастотные магнитные импульсы, которые принимаются магнитной антенной приёмника и преобразуются им в звуковые сигналы.

Для поиска утечек при испытании магистральных газопроводов применяют акустические приборы, способные определить место утечки по звуку вытекающей из газопровода жидкости, воздуха или газа. Также для определения мест утечек при испытании магистральных газопроводов гидравлическим способом применяют трассирующие вещества (красители).

На случай разрушения магистрального газопровода при проведении испытания, создаются аварийные ремонтно-восстановительные бригады, в состав которых входит техника, необходимая для выполнения всех видов работ по устранению отказов.

Для оперативного перемещения рабочих к месту разрыва используют вахтовые автомобили, представляющие собой шасси, обычно полноприводные (КамАЗ, Урал и др.) с установленной на них пассажирской кабиной на 15–20 человек.

Литература:

1. Алиев Л.А., Березина И.В., Телегин Л.Г., Яковлев Е.И. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. – М. : Недра, 1987. – 271 с.
2. Зиневич А.М., Прокофьев В.И., Ментюков В.П. Технология и организация строительства магистральных трубопроводов больших диаметров. – М. : Недра, 1979. – 421 с.
3. Крылов Г.В., Степанов О.А. Эксплуатация и ремонт газопроводов и газохранилищ. – М. : Academia, 2000. – 360 с.

4. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов. – М. : Недра, 1985. – 440 с.
5. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
6. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М. : ВНИИСТ, 1988.
7. Свод правил сооружения магистральных газопроводов : СП 101-34-96 и СП 111-34-96. – М. : ИРЦ «Газпром», 1996.
8. СП 103-34-96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Подготовка строительной полосы. – М. : ИРЦ «Газпром», 1996.
9. Сооружение участка магистрального газопровода с разработкой очистки полости и испытания. – URL : http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635a3bd68a4d53a88421316c37_0.html
10. Алекперова С.Т., Ревазов А.М. Разработка и реализация системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 21–29.
11. Алероева Л.С. Сравнение современных бестраншейных способов восстановления трубопроводов с традиционным траншейным методом и их преимущества // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 30–36.
12. Буклешев Д.О. Опасность эксплуатации магистральных трубопроводов с высокой степенью напряженно-деформированного состояния околовых зон // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 48–52.
13. Воронин А.Н., Липский В.К. Оценка смесеобразования нефтепродуктов при последовательной перекачке в технологических трубопроводах // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 34–38.
14. Галиакберов И.А., Орехова Л.Г. Диагностика магистральных нефтепроводов методом аэрокосмического мониторинга // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 39–41.
15. Климов М.Ю., Савенок О.В. Анализ системы доставки нефтепродуктов потребителям на примере ОАО «Газпромнефть-Омск» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 266–288.
16. Ладенко А.А. Супергидрокавитационная технология очистки // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 61–63.
17. Нурмакова Ж.И., Третьяк Л.П. Современный подход к обеспечению промышленной безопасности с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах нефтегазовой отрасли // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 98–100.
18. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 195–216.
19. Щипачев А.М., Лапига И.Р. Прогнозирование остаточного ресурса газонефтепроводов методом нейросетевого моделирования // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 119–124.

20. Яковлев А.Л. Проектирование «зелёной» цепи поставок природного газа на примере предприятия ООО «Газпром добыча Ноябрьск» / Сборник публикаций Научно-информационного центра «Знание» по материалам VII международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (30 октября 2015 года, г. Харьков). – Д. : научно-информационный центр «Знание», 2015. – С. 15–18.

References:

1. Aliyev L.A., Berezina I.V., Telegin L.G., Yakovlev E.I. Sooruzheniye and repair of gas and oil pipelines, gas storages and oil depots. – M. : Nedra, 1987. – 271 pages.
2. Zinevich A.M., Prokofiev V.I., Mentyukov V.P. Technology and organization of construction of the main pipelines of large diameters. – M. : Nedra, 1979. – 421 p.
3. Krylov G.V., Stepanov O.A. Operation and repair of gas pipelines and gas storages. – M. : Academia, 2000. – 360 p.
4. Minayev V.I. Cars for construction of the main pipelines. – M. : Nedra, 1985. – 440 p.
5. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
6. BCH 011-88. Construction of the main and field pipelines. Cleaning of a cavity and test. – M. : VNIIST, 1988.
7. Set of rules of a construction of main gas pipelines : SP 101-34-96 and SP 111-34-96. – M. : IRTs «Gazprom», 1996.
8. SP 103-34-96. Set of rules of a construction of main gas pipelines. Preparation of a construction strip. – M. : IRTs «Gazprom», 1996.
9. A construction of the site of the main gas pipeline with development of cleaning of a cavity and test. – URL : http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635a3bd68a4d53a88421316c37_0.html
10. Alekperova S.T., Revazov A.M. Development and realization of a system of stage-by-stage safety of main gas pipelines // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – P. 21–29.
11. Aleroyeva L.S. Comparison modern the bestransheynykh of ways of restoration of pipelines with a traditional trench method and their advantages // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – P. 30–36.
12. Bukleshev D.O. Danger of operation of the main pipelines with high degree of the intense deformed state the okoloshovnykh of zones // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2018. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – P. 48–52.
13. Voronin A.N., Lipsky V.K. Assessment of a smeseobrazovaniye of oil products at consecutive transfer in process pipelines // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 34–38.
14. Galiakberov I.A., Orekhova L.G. Diagnostics of the main oil pipelines by method of space monitoring // Bulatovskiye of reading: Materials I of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 39–41.
15. Klimov M.Yu., Savenok O.V. The analysis of a system of delivery of oil products to consumers on the example of JSC Gazpromneft Omsk // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3. – P. 266–288.
16. Ladenko A.A. Superhydrocavitational technology of cleaning // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 61–63.

17. Nurmakova Zh.I., Tretiak L.P. Modern approach to ensuring industrial safety with technogenic hydrate formation in gas-field and gas transmission systems of the oil and gas industry // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – P. 98–100.

18. Povarova L.V., Kusov G.V. Normative and technical regulation of environmental safety in the oil and gas industry // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 195–216.

19. Shchipachev A.M., Lapiga I.R. Forecasting of a residual resource of gas and oil pipelines by method of neural network modeling // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – P. 119–124.

20. Yakovlev A.L. Design of a «green» chain of supply of natural gas on the example of the LLC Gazprom dobycha Noyabrsk» / Sbornik enterprise of the publications Nauchno-informatsion-a leg of the Znaniye center for materials VII the international correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on October 30, 2015, Kharkiv). – D. : Znaniye scientific information center, 2015. – P. 15–18.

**ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ
СТВОЛА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**JUSTIFICATION OF THE LENGTH OF THE HORIZONTAL PART
OF THE WELLBORE ON THE EXAMPLE
OF THE VANKORSKOYE OIL-GAS-CONDENSATE FIELD**

Мельников Антон Дмитриевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
melnikov.anton.2012@mail.ru

Аннотация. В статье на примере Ванкорского месторождения рассматривается подход к определению оптимальной длины горизонтальной секции ствола скважин. Показаны результаты бурения горизонтальных скважин и проведение промыслово-геофизических исследований Ванкорского месторождения, которые наглядно демонстрируют возможности увеличения охвата пласта за счёт применения горизонтальных скважин. Несмотря на увеличение охвата пласта, горизонтальные скважины не могут рассматриваться как «панацея» для всех без исключения случаев и месторождений. Результаты промыслово-геофизических исследований демонстрируют невысокую эффективность работы всего горизонтального участка скважины. Поэтому возможность применения горизонтальных скважин в каждом конкретном случае должна обосновываться технико-экономическими расчётами показателей разработки месторождения или отдельных его залежей и блоков. Ценность статьи заключается в более уверенном прогнозировании уровней добычи нефти при разработке объектов горизонтальными скважинами и, как следствие, объёмов требуемых инвестиций при низкой изученности объектов.

Ключевые слова: горизонтальные скважины и их применение; увеличение охвата пласта воздействием; обоснование длины горизонтальной части ствола скважины; оценка интенсивности притока в горизонтальную скважину; методики расчёта продуктивности горизонтальной скважины; потери давления в горизонтальной скважине; методика расчёта оптимальной длины горизонтальной скважины.

Mel'nikov Anton Dmitrievich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
melnikov.anton.2012@mail.ru

Annotation. The article examines the approach to determining the optimal length of the horizontal section of the wellbore using the example of the Vankorskoye field. The results of horizontal well drilling and field geophysical surveys of the Vankorskoye field are shown, which clearly demonstrate the possibilities of increasing the reservoir coverage by using horizontal wells. Despite the increase in reservoir coverage, horizontal wells cannot be considered as a «panacea» for all cases and fields without exception. The results of field geophysical studies demonstrate the low efficiency of the entire horizontal section of the well. Therefore, the possibility of using horizontal wells in each specific case should be justified by technical and economic calculations of the development of the field or its individual deposits and blocks. The value of the article lies in a more confident forecasting of oil production levels in the development of objects by horizontal wells and, as a result, the volume of required investments with low knowledge of the objects.

Keywords: horizontal wells and their application; increase in seam coverage; justification of the length of the horizontal part of the wellbore; estimation of the intensity of inflow into a horizontal well; methods for calculating the productivity of a horizontal well; pressure loss in a horizontal well; method of calculating the optimal length of a horizontal well.

Введение

Компания ЗАО «Ванкорнефть» обладает лицензиями на ряд новых активов, находящихся на территории Красноярского края, требующих минимизации капитальных затрат на строительство скважин для достижения приемлемых экономических показателей. В настоящее время на этих месторождениях ведутся поисково-разведочное бурение и опытно-промышленные работы по доизучению залежей нефти и газа. Для получения максимального технико-экономического эффекта в качестве базовой технологии разработки планируется применение горизонтальных добывающих скважин.

Одним из ключевых параметров горизонтальных скважин (ГС), требующих детального обоснования, явилась оптимальная длина горизонтального участка. Опираясь на традиционные расчёты, выполненные на геолого-гидродинамических моделях, можно констатировать, что дебит скважины при увеличении длины горизонтального ствола (дополнительная перфорация ячеек) увеличивается практически линейно. При

меньшем количестве скважин с увеличенной длиной ствола по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС) или ГС с меньшей длиной ствола динамика добычи нефти и накопленные показатели различаются незначительно, тогда как НДДП при бурении «длинных» горизонтальных скважин по сравнению с остальными существенно выше. Данное обстоятельство при расчётах на фильтрационных моделях приводит к выводу о целесообразности бурения максимально длинных ГС, тогда как фактический опыт указывает на обратное: существуют технико-экономические ограничения длины открытого ствола ГС, которая составляет 500 м (± 200 м). Причиной этого является то, что фактически приток флюида из пласта в горизонтальную скважину происходит с разной интенсивностью по мере удалённости от начала горизонтального ствола. Это подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на месторождении и данными из разных литературных источников. В связи с этим в статье особое внимание уделено оценке интенсивности притока по стволу скважины.

Горизонтальные скважины и их применение

Горизонтальные скважины имеют длительную историю применения во многих нефтегазодобывающих провинциях мира и России. В России с 1947 года (70-летний период) было пробурено около 3000 горизонтальных скважин. Текущий темп бурения составляет приблизительно 300 скважин в год.

В первое время сообщалось о впечатляющем увеличении добычи, в 10–20 раз по сравнению с добычей из вертикальных скважин. О меньших коэффициентах увеличения сообщается в последнее время из Татарстана, в 1,3–1,6 раз в пластах, сложенных известняком и в 1,5–3,5 раз в пластах, сложенных песчаником, но в одном случае в Западной Сибири сообщается о коэффициенте увеличения добычи в 10+ раз. На месторождениях тяжёлой нефти дебит увеличивается в 5–10 раз. Успешно испытано бурение на депрессии с использованием смеси нефти-азота в качестве бурового раствора. Добыча из горизонтальных скважин, пробуренных на таком растворе на репрессии, увеличивается в 4 раза.

Первые горизонтальные скважины (ГС) появились в России в 1947 году. Их пробурили на Ишимбайском месторождении в Башкирии под руководством Григоряна А.М. и Брагина В.А. Позже разветвлённо-горизонтальные скважины (РГС) бурили в Башкирии в 1952–53 гг. на Карташевском нефтяном месторождении НГДУ «Ишимбайнефть». Скважины 65/45 и 66/45 имели соответственно 8 и 10 дополнительных ответвлений, пробуренных до глубины около 600 м с максимальным горизонтальным смещением 224 м. Технология бурения горизонтальных и многоствольных скважин была внедрена в Закарпатье (нынешняя Украина) и Краснодарском крае; объектами бурения были песчано-глинистые последовательности; мощность залежей превышала 40 м на глубинах менее 2000 м. Большая часть скважин была пробурена на истощённых месторождениях со средними дебитами по нефти меньше 10 тонн/сут. Полученные дебиты более чем в 20 раз превышали дебиты соседних вертикальных скважин. Лучшие результаты были достигнуты в «Бориславнефти» (Закарпатье, Украина), где 4 горизонтально-разветвлённые буровые скважины удвоили дебит по нефти, и в «Черноморнефти» (Южно-Карская площадь) на месторождении высоковязкой нефти, где 3 горизонтально-разветвлённые скважины дали до 300 тонн/сут., в то время как из 11 вертикальных скважин получили около 110 тонн/сут.

Другой пример применения ГС в этот период – использование горизонтальных скважин в системе шахтных стволов на Ярегском месторождении вязкой нефти. Добыча началась из вертикальных скважин, затем из наклонных скважин, и с 1971 года начали закачку пара в горизонтальные нагнетательные скважины, в то время как нефть добывают из шахтного ствола.

В 1964 году Борисов и соавторы представили корреляцию для коэффициента продуктивности горизонтальной скважины в изотропном коллекторе. В течение двадцати лет эта корреляция наиболее обычно использовалась в России. В дальнейшем корреляция была дополнена Джоши (Joshi), где он включил влияние анизотропии (1988 год), и Ренард и Дюпюи (Renard and Dupuy) (1990 год).

Технология, использовавшаяся в вышеупомянутых случаях, не давала возможности ориентировать бурение скважины, что приводило к недостаточной точности в достижении объекта бурения. Скважины были обсажены перфорированными хвосто-

виками. «Грознефтегеофизика» разработала инклинометры, которые могли измерять отклонения буровой скважины в диапазоне 30° – 105° и были испытаны в скважинах до 160 м длиной при толщине пласта менее 2 м. Затем были разработаны каротажные приборы, устанавливаемые в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК), что позволило измерять ориентацию ствола скважины и пластовые параметры. Опыт в использовании данной технологии позволил увеличить дебиты горизонтальных скважин в 2–20 раз по сравнению с соседними вертикальными скважинами. В 1950–1970 гг. в СССР было пробурено около 80 горизонтальных и многозабойных скважин.

Вслед за этими начальными достижениями в 1972–1976 гг. 7 ГС были пробурены на турнейские отложения на месторождениях Сиреневское и Тавельское в Татарстане. В течение 1978–1980 гг. были пробурены 3 скважины со схождением забоев (использование системы «Паук») и одной ГС.

Применение местной технологии в бурении в береговом секторе месторождения Одопту на острове Сахалин в 1971–73 гг., позволило пробурить несколько ГС, включая скважину с рекордным горизонтальным смещением 2345 м; её измеренная конечная глубина равна 3406 м.

В конце 1970-ых гг. интерес к горизонтальным скважинам, стимулируемый ценой на нефть \$35 за баррель, принял международный характер, и крупнейшие сервисные компании начали предоставлять системы бурения, возможность проведения каротажа и инклинометрии. В то же самое время возможность моделировать и прогнозировать поведение ГС улучшилась. В 1987 году в СССР добыча снижалась, и правительство страны приняло решение начать систематическую программу «Горизонт», чтобы внедрить горизонтальные скважины в разработку месторождений газа и нефти. Первая ГС в Западной Сибири, пробуренная на Салымском месторождении в 1986 году, имела длину ствола 376 м. Опорную скважину пробурили на Самотлорском месторождении примерно в то же время. Разработка месторождения с использованием горизонтальных скважин становилась успешной, и к 1990 году была одобрена Центральной комиссией по разработке (ЦКР) для применения в Башкирии, Удмуртии, Татарстане, Тюменской области и Якутии.

Согласно протоколам совещания по разработке, с помощью технологии горизонтального бурения к началу 1990-ых гг. было пробурено 126 горизонтальных скважин, но из них только третья часть была в удовлетворительном состоянии.

Опыт по бурению и эксплуатации ГС показывает, что для достижения высокой эффективности ГС (увеличения дебита в 2–10 раз по сравнению с сопоставимыми вертикальными скважинами), требуется не только учитывать особые геологические и эксплуатационные характеристики пласта, но также и применять эффективные методы бурения и вскрытия пласта. Проблему достижения и увеличения продуктивности ГС можно решить с использованием недавно разработанных технологий, например, бурения на депрессии, бурения с большим отходом от вертикали и применения методов гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Планы разработки месторождения при представлении в ЦКР РФ теперь должны включать вариант с применением бурения ГС.

Увеличение охвата пласта воздействием

Горизонтальные скважины, безусловно, могут рассматриваться как один из инструментов увеличения охвата пласта воздействием, поскольку имеют значительную протяжённость стволов в продуктивном пласте и обеспечивают значительно более существенный контакт с пластом, чем вертикальные скважины. За счёт использования горизонтальных скважин в значительной мере может быть увеличен коэффициент охвата пласта в залежах с газовыми шапками и подошвенной водой, а также в карбонатных пластах с системой естественных трещин. В залежах с обширными газонефтяными и водонефтяными зонами эффект от применения горизонтальных скважин определяется не только «геометрическим фактором» (охватом горизонтального ствола значительных площадей залежи), но и ещё возможностью существенно уменьшить проявление водяных и газовых конусов за счёт снижения депрессии на пласт. Тем самым, наряду с улучшением текущих показателей добычи (уменьшение обводнённости скважин и газовых факторов), повышается выработка запасов нефти пласта, особенно в его приконтактных зонах. Повышение охвата пласта за счёт использования горизонтальных скважин в карбонатных трещиноватых коллекторах достигается за счёт обеспече-

ния большего контакта основных фильтрационных каналов пласта – трещин со стенками скважин. При рациональных технологических режимах эксплуатации скважин это позволяет вовлечь в дренирование большой объём пласта. И, наконец, за счёт горизонтальных скважин возможно вовлечение в разработку низкопродуктивных зон пластов, которые оказываются по экономическим причинам не привлекательными для эксплуатации вертикальными скважинами.

Количество ежегодно вводимых в эксплуатацию в России горизонтальных скважин неуклонно растёт, и в 2017 году оно достигло значений около 400 ед. Годовая добыча по введённым в 2017 году горизонтальным скважинам составила больше 4 млн. тонн нефти. Горизонтальные скважины используются на различных по своим характеристикам месторождениях и для решения разнообразных задач, в том числе и для указанных выше проблем повышения охвата пласта воздействием. Применяются как одиночные горизонтальные скважины на участках, разбуренных вертикальными и наклонно-направленными скважинами, так и системы горизонтальных скважин.

Результаты бурения горизонтальных скважин наглядно демонстрируют возможности увеличения охвата пласта за счёт их применения. Кроме того, довольно эффективно используются боковые стволы с горизонтальным окончанием. В тоже время горизонтальные скважины не могут рассматриваться как «панацея» для всех без исключения случаев и месторождений. Имеются также отдельные примеры невысокой эффективности горизонтальных скважин вследствие различных причин: не учёт геологического строения пласта и его неоднородности, значительной интерференции скважин с дренированием удельных объёмов соседних скважин и т.д. Поэтому возможность применения горизонтальных скважин в каждом конкретном случае должна обосновываться технико-экономическими расчётами показателей разработки месторождения или отдельных его залежей и блоков.

Оценка и обоснование длины горизонтальной части ствола скважины

Рассмотрим прибор для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах (рис. 1).

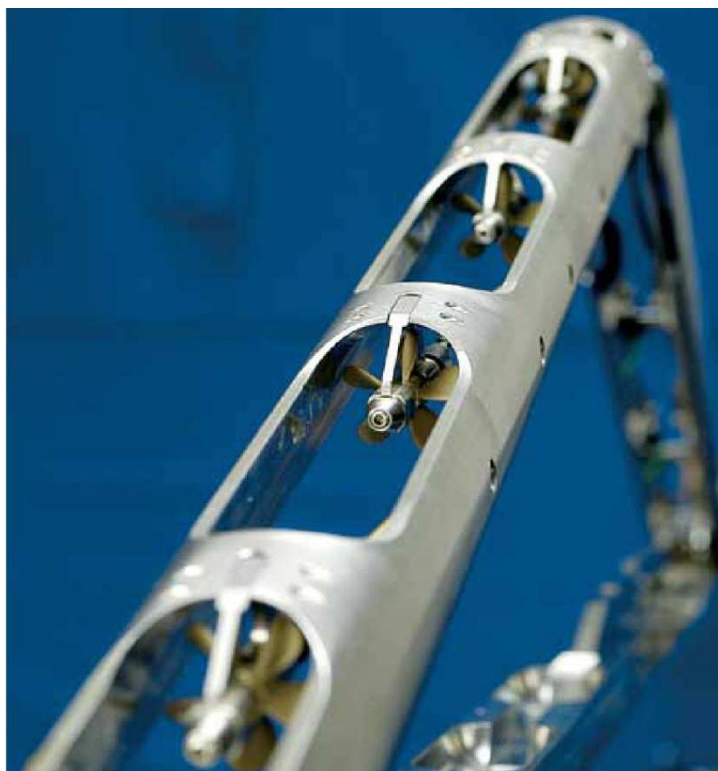


Рисунок 1 – Прибор Flow Scanner:
прибор Flow Scanner использует подвижную лапу каверномера для позиционирования сенсоров по вертикальной оси ствола наклонных скважин для замеров скорости и процентного отношения фаз в смешанном и расслоённом режимах потока

Прибор FloScan Imager (FSI) создан для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах и скважинах с углом отклонения от вертикали $>30^\circ$. Он состоит из двух выдвижных лап с датчиками, расположенными в вертикальной плоскости сечения ствола скважины. На одной лапе располагаются 5 механических расходомеров, которые измеряют профиль скорости течения флюида, а на другой – две группы из 6 электрических и 6 оптических датчиков, определяющих фазовое содержание воды и газа в скважинном потоке. Небольшая длина прибора позволяет проводить исследования даже в скважинах, имеющих высокую степень искривления ствола. В рабочем состоянии прибор децентрирован и расположен на нижней стенке скважины, а его лапы находятся в плоскости, перпендикулярной плоскости горизонта.

Методика обнаружения наличия воды в скважинном флюиде, применяемая в приборе FSI, основана на замерах электрического сопротивления, выполняемых шестью миниатюрными датчиками. При попадании газа или нефти в поток воды или капля воды в поток УВ каждый датчик генерирует сигнал, подобный двоичному. Пороговые значения устанавливаются таким образом, чтобы можно было дифференцировать воду от УВ фазы ($R_{\text{сигнала}} > R_{\text{порогового значения}} > R_{\text{воды}}$). Поэтому замеренные максимальное и минимальное значения сигнала сопротивления позволяют прибору различать присутствующие в потоке УВ (нефть или газ) и водную фазу. В отличие от воды, нефть и газ не проводят электрический ток. По этому принципу процентное содержание воды в скважинном потоке определяется каждым датчиком как отношение суммарного времени сигнала «от воды» к общему времени проведения измерения T :

$$Y_{\text{воды}} = \frac{\sum t_{\text{воды}}}{T}.$$

Главное преимущество данной методики состоит в том, что она позволяет получать процентное содержание воды в скважинном потоке независимо от свойств флюида, а также без необходимости калибровки датчиков прибора, что выгодно отличает его от традиционных приборов, требующих точной калибровки в воде и нефти непосредственно перед началом каждой работы. Более того, замеры количества пузырьков в потоке, т.е. числа непроводящих событий, зарегистрированных в течение всего периода измерения, можно использовать для точной локализации интервала поступления флюида в скважину, что традиционными приборами до сих пор сделать не удавалось в виду их недостаточной точности.

Построенный таким образом профиль замеров процентного содержания воды в области вертикального сечения ствола скважины даёт точную картину режима потока в скважине. Однако, поскольку низкочастотные датчики сопротивления могут отличить только воду от УВ, то для регистрации газа прибор снабжён также оптическими анализаторами.

Обнаружение газа в потоке прибором FloScan Imager проводится с помощью шести оптических датчиков, регистрирующих показатель преломления света в разных типах флюида. Обычно показатель преломления для газа близок к 1, для воды – 1,35, для нефти – около 1,5. Поскольку показатели преломления для воды и нефти близки, оптические датчики используются для выделения газовой фазы в общем потоке жидкости. Точно также, как в электрических датчиках, показания оптических датчиков для газа и жидкости сильно отличаются между собой. Точно также устанавливаются пороговые значения для определения присутствия газа в потоке жидкости (сигнал $>$ пороговое значение $>$ газ). Расчёт процентного содержания газа в потоке ведётся следующим образом:

$$Y_{\text{газа}} = \frac{t_{\text{газа}}}{t_{\text{газа}} + t_{\text{жидкости}}},$$

где $t_{\text{газа}}$ и $t_{\text{жидкости}}$ – значения общего времени пребывания датчика в среде газа и жидкости соответственно.

Из показаний прибора можно получить также счёт пузырьков газа, который можно использовать для локализации интервала входа (первого вступления) газа в скважину. Также как в случае с электрическими датчиками, преимущество использования

оптических датчиков состоит в том, что они не требуют точной калибровки для работы в жидкости или газе, поскольку при замерах генерируют квази-двоичный сигнал.

Более того, полевые испытания показали, что замеры оптическими датчиками позволяют при благоприятных условиях дифференцировать нефть и воду.

Скорость потока жидкости вдоль профиля скважины определяется с помощью пяти механических минирасходомеров, расположенных вдоль лапы прибора по направлению вертикального диаметра ствола скважины. Такое расположение позволяет легко регистрировать даже резкое изменение профиля скоростей потока, что раньше было невозможно при использовании приборов с центрированной в скважине точкой записи.

В процессе полевых испытаний данная компоновка из пяти минирасходомеров, применяемых в приборе FSI, показала высокую эффективность и возможность регистрировать поток жидкости в скважине, текущий в обратном направлении (эффект рециркуляции). Помимо этого для определения точного положения прибора в разрезе скважины дополнительно выполняются измерения диаметра колонны и относительного азимута. При необходимости лапы прибора могут открываться и закрываться гидравлическим приводом, одновременно выполняя стационарные измерения для более точной регистрации границы раздела фазовых составляющих потока в скважине.

Оценка интенсивности притока в горизонтальную скважину

Для целей проектирования разработки месторождений в качестве основного инструмента принятия решений используется гидродинамическое моделирование. Необходимо учитывать, что при определении оптимальной длины горизонтальной скважины при многовариантных расчётах на ГДМ интенсивность притока по стволу скважины зависит от фильтрационных свойств перфорированных ячеек. В случае однородного пласта (равной проницаемости) интенсивность притока будет одинаковой во всех ячейках в момент запуска скважины. А в случае неоднородного пласта (реальные условия) интенсивность притока неодинакова во всех ячейках в момент запуска (рис. 2 и 3) и остановки скважины (рис. 4).

По результатам проведённого анализа ПГИ и обзора литературы отмечено, что приток флюида по горизонтальному стволу работающих скважин зависит от удаления интервала притока от точки входа ГС. Для изучения этого вопроса проанализированы результаты ПГИ скважин X1 и X2 участка опытно-промышленных работ, пробуренных на пласты Ванкорского месторождения, и результаты исследований скважин Y1 и Y2 соседнего разрабатываемого месторождения (рис. 5 и 6).

На рисунках приведён удельный дебит жидкости вдоль ствола скважины, отнесённый к проницаемости и пересчитанный из интервальных притоков, замеренных при ПГИ в сопоставлении с проницаемостью. Значения проницаемости по скважинам X2, Y1 и Y2 получены из гидродинамической модели, по скважине X1 проницаемость пересчитана из значений пористости, рассчитанной по плотностному каротажу.

Имеющиеся результаты замеров забойного давления по стволу скважины во время проведения ПГИ представлены на рисунках 7–10. Хотелось бы заметить, что данные исследования были проведены на разных режимах и на разных скважинах для уточнения понимания возможности вовлечения в работу полностью всех интервалов. Рисунки наглядно демонстрируют, что величина рабочего интервала прямо зависит от депрессии, но интенсивность работы при этом не сильно высокая ввиду высокой депрессии в пятке и основного притока в данной зоне, полученные результаты ПГИ подтверждают данные утверждения.

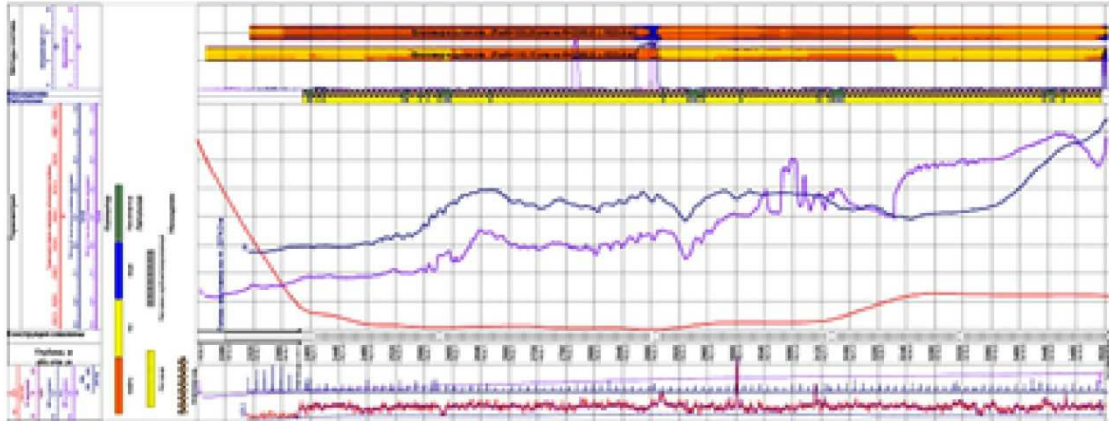


Рисунок 4 – Замер в остановленной скважине

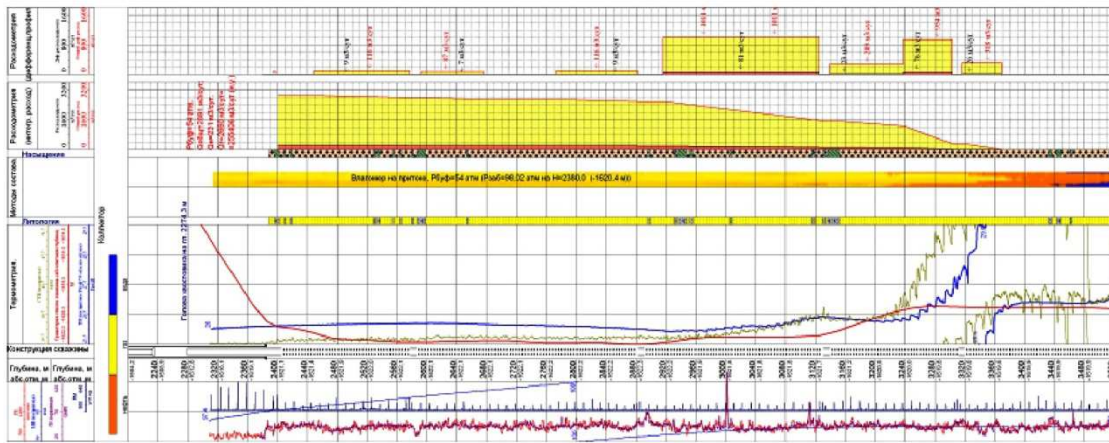


Рисунок 3 – Замер в работающей скважине при $P_{буф} = 54$ атм.

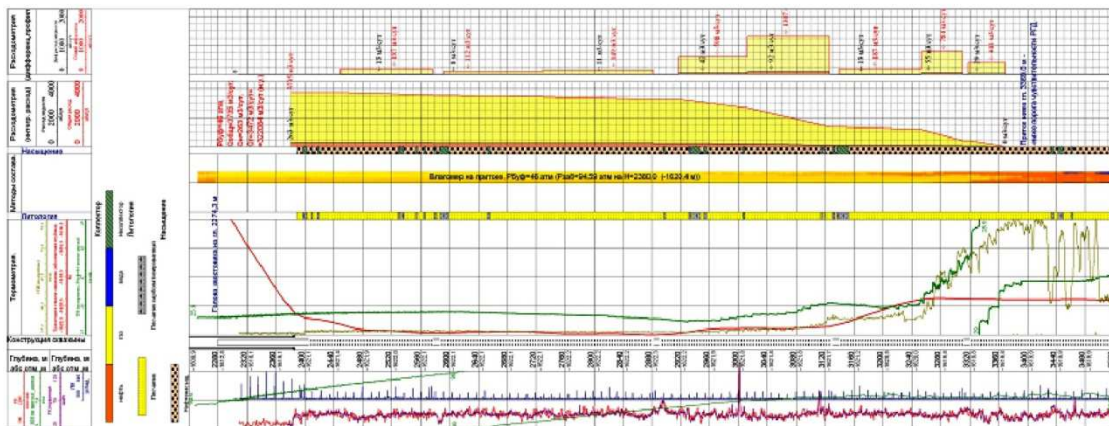


Рисунок 2 – Замер в работающей скважине при $P_{буф} = 46$ атм.

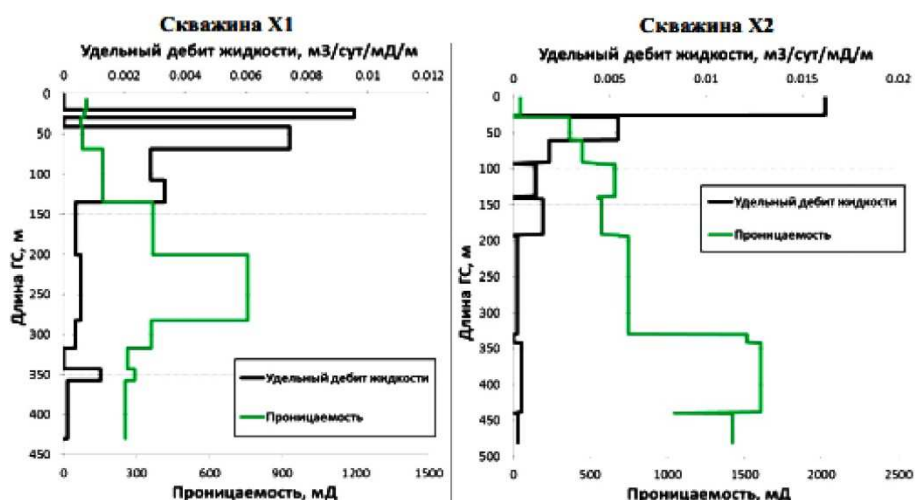


Рисунок 5 – Результаты ПГИ в сопоставлении с проницаемостью по стволу скважин X1 и X2

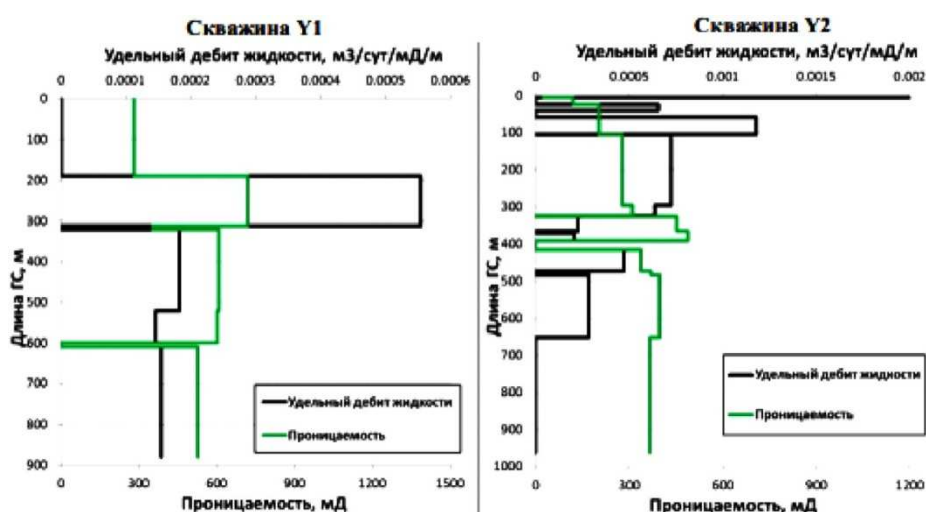


Рисунок 6 – Результаты ПГИ в сопоставлении с проницаемостью по стволу скважин Y1 и Y2

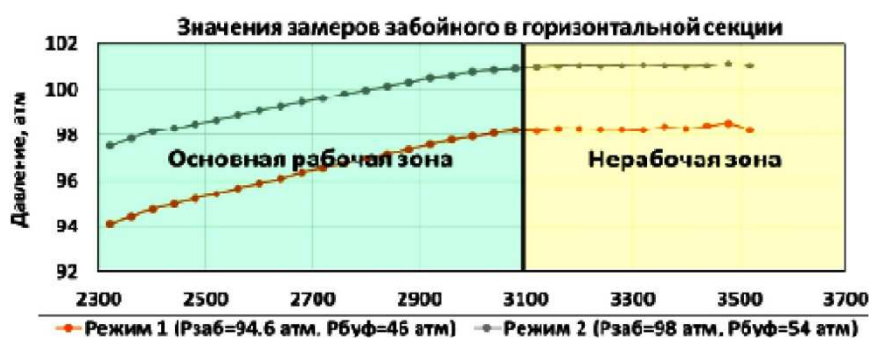


Рисунок 7 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина X1)

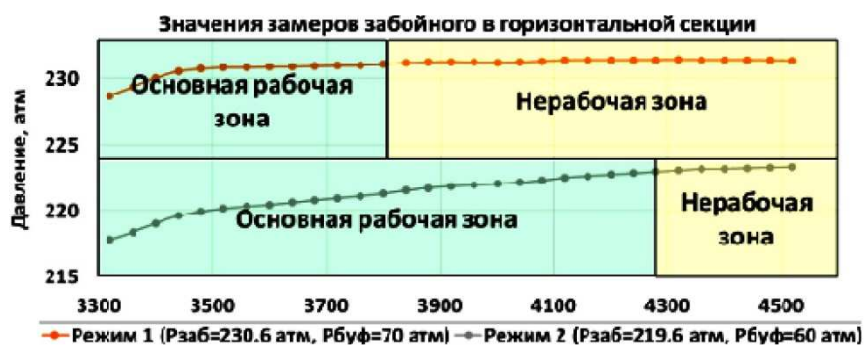


Рисунок 8 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина X2)

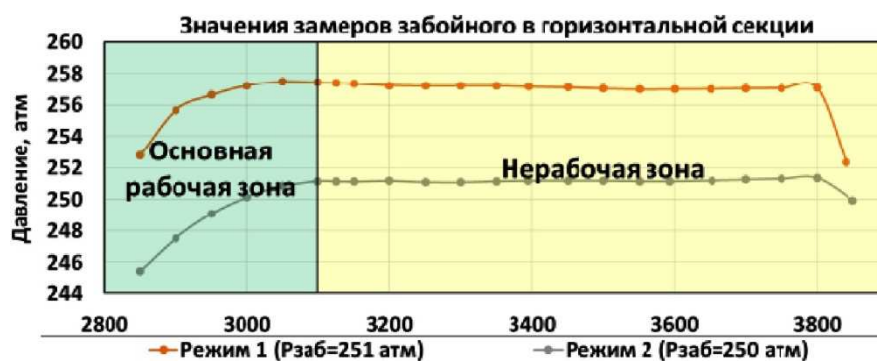


Рисунок 9 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина Y1)

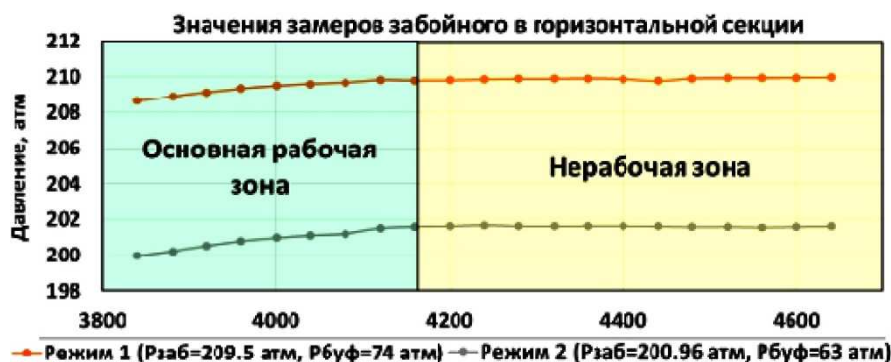


Рисунок 10 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина Y2)

Анализ результатов ПГИ указывает на то, что во всех случаях наибольшие удельные дебиты жидкости приходятся на первые 100–200 м ствола, где значения проницаемости не высокие. Что также наглядно отображается при сопоставлении удельных дебитов жидкости вдоль ствола скважины на рисунке 11.

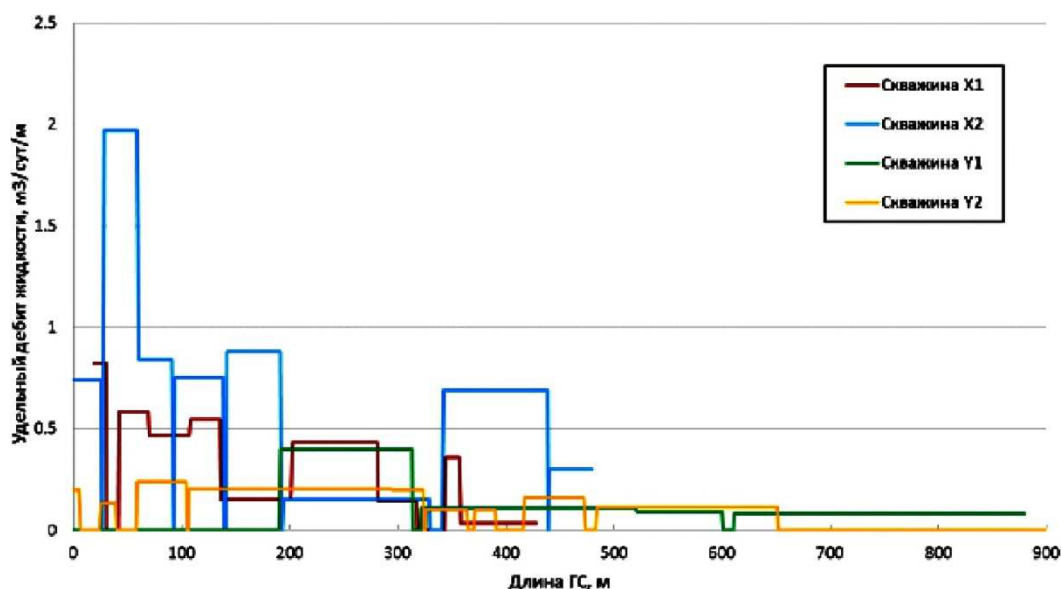


Рисунок 11 – Сопоставление результатов промыслово-геофизических исследований в ГС

Интервалы скважин с повышенными значениями проницаемости приурочены к середине или носку скважин и именно на этих участках ожидаемы более высокие притоки. Сопоставление средних показателей (притока по стволу и проницаемости) по четырём скважинам приведено на рисунке 12.

К физике процесса, обуславливающего расхождение удельных притоков и проницаемости с увеличением длины горизонтальной скважины, следует отнести потери

энергии основного потока при одновременном притоке из отверстий хвостовика и на преодоление местных гидравлических сопротивлений (например, уменьшение эффективного радиуса скважины за счёт осаждения песка в стволе или скопления газа). Потеря давления на трение рассматривается как возможная причина снижения притока в ствол скважины, поскольку вес её незначителен, хотя в некоторых работах и аналитических методиках потерями давления на трение обосновывается оптимальная длина горизонтальной скважины.

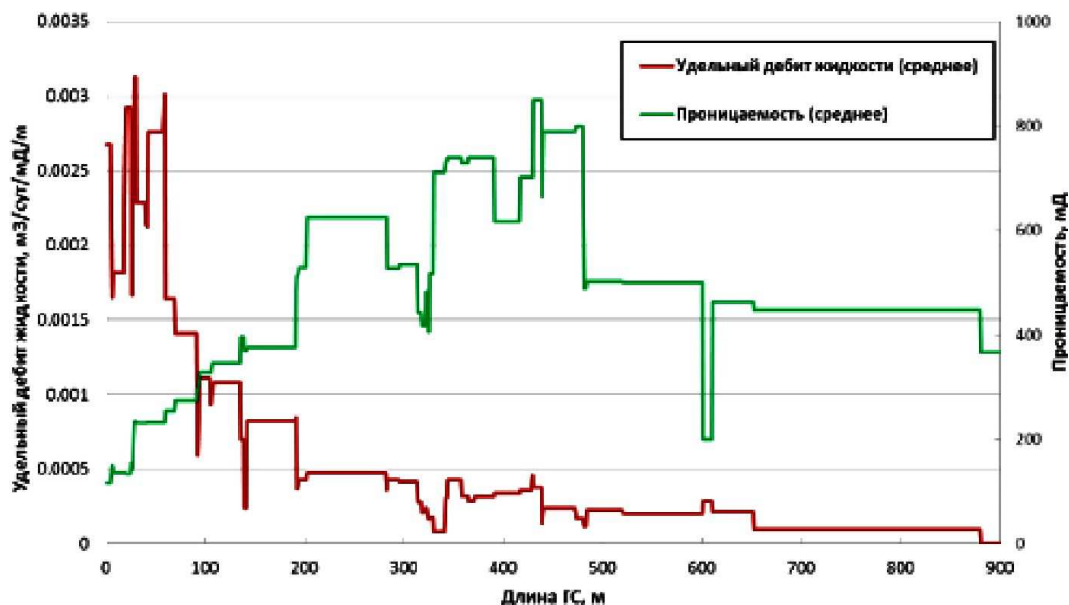


Рисунок 12 – Сопоставление удельного дебита жидкости и проницаемости по стволу горизонтальной скважины, в среднем по четырём ПГИ

Также необходимо затронуть вопрос, возникающий у некоторых специалистов, касающийся возможного движения флюида по заколонному пространству, поскольку все рассматриваемые скважины заканчивались хвостовиком без цементирования. В качестве ответа были проанализированы дополнительные результаты ПГИ, где было получено отсутствие притоков на участках неколлекторов в пятке горизонтального ствола, а также в случае наличия суперколлектора (проницаемость больше более чем на порядок) в интервалах в середине или в носке ГС отмечается основной приток в ствол именно с этих участков. Что не было бы возможно при доминировании движения жидкости по заколонке и это указывает на корректность результатов исследований.

Из приведённых выше данных следует, что профиль притока по стволу скважины по результатам инструментальных замеров и расчётам на гидродинамической модели существенно отличается. Поэтому для последующих прогнозных расчётов необходимо заложить результаты ПГИ в ГДМ и настроиться на полученный усредненный профиль дебита жидкости по четырём скважинам.

Методики расчёта продуктивности горизонтальной скважины

Существуют различные математические модели для расчёта притока флюида из пласта к горизонтальной скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Гигера, Джоши, Ренарда и Дююи. Основным их различием является входящий в формулу расчёта компонент, отражающий приток пластового флюида к скважине в горизонтальной плоскости. Исходя из этого, наиболее точной формулой для определения продуктивности ГС является формула Джоши, которая с помощью коэффициента анизотропии проницаемости учитывает приток пластового флюида к скважине в вертикальной плоскости.

Потери давления в горизонтальной скважине

Использование существующих формул для расчёта притока пластового флюида к горизонтальной скважине позволяет сделать вывод, что при большей длине горизон-

тального ствола скважины ожидаются более высокие дебиты и соответственно прибыль организации. Однако это утверждение является неверным, так как данные аналитические решения не учитывают потери давления в ГС. Для их расчёта необходимо представить горизонтальный участок скважины в виде горизонтальной трубы. Следовательно, потери давления могут быть рассчитаны с использованием уравнения энергетического баланса:

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{пот} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{кин} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{тр},$$

где $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{пот}$, $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{кин}$ и $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{тр}$ – потери давления соответственно на преодоление потенциальной, кинетической энергии и трения.

Потерями давления на преодоление потенциальной энергии в ГС можно пренебречь, так как при фильтрации пластового флюида в горизонтальном направлении в горизонтальной скважине эти потери незначительны по сравнению с потерями в вертикальных скважинах.

Потери давления на преодоление кинетической энергии в ГС возникают в результате притока флюида по нормали из пласта к линейному потоку флюида в горизонтальной части скважины. Данное явление приводит также к завихрениям и турбулентному течению флюида в горизонтальной скважине.

Потери давления на трение в ГС образуются в результате трения пластового флюида о стенки скважины в момент его течения по её стволу. Эти потери давления зависят от длины горизонтального ствола, диаметра скважины (хвостовика), скорости течения пластового флюида в скважине, шероховатости её внутренней поверхности, плотности флюида, режима течения флюида в пласте. Для обеспечения наибольшей эффективности работы ГС необходимо оптимизировать длину горизонтального участка с учётом потерь давления на трение.

Методика расчёта оптимальной длины горизонтальной скважины

Приведённые аналитические модели для расчёта коэффициента продуктивности горизонтальных скважин просты в применении и широко используются в отрасли. Однако они дают завышенную оценку продуктивности скважины без учёта потерь давления на трение по стволу. Доля потерь давления на трение возрастает с увеличением длины ГС и становится значительной в скважинах малого диаметра в высокопроницаемых пластах.

В ходе работы была предложена методика оптимизации длины горизонтальной скважины, учитывающая потери давления на трение в её стволу. Данная методика состоит из двух частей:

1) аналитический расчёт оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение;

2) аналитический расчёт в зависимости от экономической эффективности проекта.

Аналитический расчёт оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение. Алгоритм данного расчёта представлен на рисунке 13.

На первом этапе необходимо оценить площадь дренирования горизонтальной скважины. Для этого примем, что площадь дренирования представлена в виде эллипса. Затем необходимо определить половину длины основной оси эллипса a , далее рассчитать коэффициент анизотропии проницаемости.

Для определения дебита горизонтальной скважины без учёта потерь давления на трение Q используется модель Джоши-Экономидеса для установившегося притока, так как она учитывает коэффициент анизотропии проницаемости:

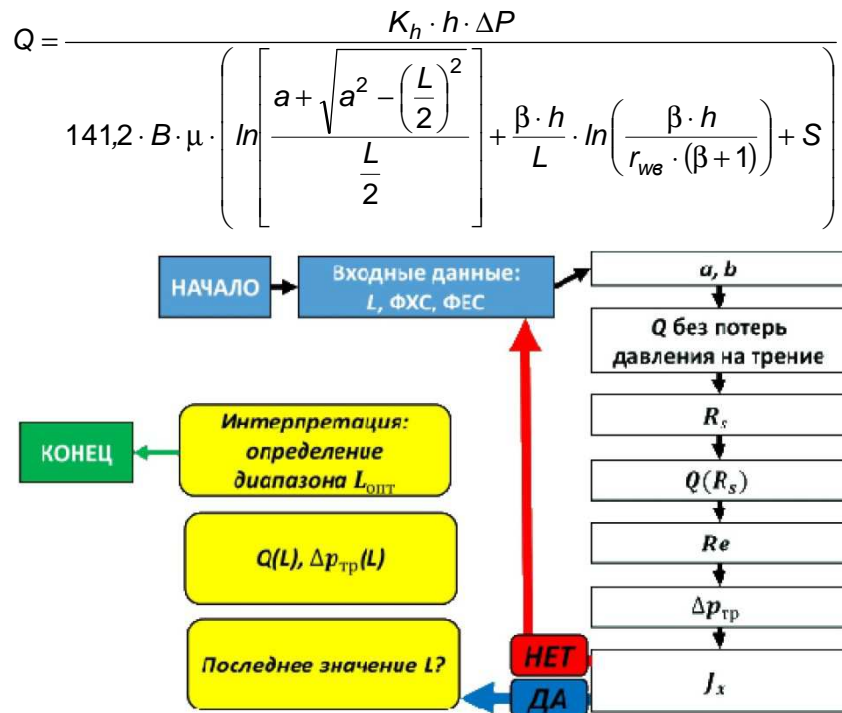


Рисунок 13 – Алгоритм расчёта оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение

Затем необходимо учесть гидравлическое сопротивление потока R_s , которое зависит от свойств флюида, движущегося в скважине, и её параметров, для корректного расчёта дебита ГС. Для определения продуктивности горизонтальной скважины были приняты следующие допущения:

- установившийся режим течения однофазного флюида в скважине;
- горизонтальная скважина работает с открытым забоем;
- радиальным притоком около «носки» горизонтальной скважины можно пренебречь;
- ГС пробурена параллельно границе постоянного давления.

Исходя из этих допущений, приток флюида из пласта к скважине можно определить по формуле:

$$q_s(x) = J_s(x) \cdot [p_e - p_w(x)],$$

где $J_s(x)$ – коэффициент продуктивности скважины на единицу длины горизонтальной секции, м³/(сут·атм.); $p_w(x)$ – изменение давления на расстояние x горизонтальной части скважины за счёт потерь давления на трение, атм.

Коэффициент продуктивности на единицу длины ГС является постоянным и зависит от геометрии скважины, свойств пласта (проницаемости) и режима течения флюида (радиальный или сферический). Зависимость между градиентом давления в скважине и её фактическим дебитом в каждой точке горизонтальной части может быть описана уравнением Диккена:

$$\frac{dp_w(x)}{d(x)} = R_s \cdot q_w(x)^{2-a}.$$

Решением этого уравнения является выражение для расчёта дебита горизонтальной скважины с учётом гидравлического сопротивления потока R_s :

$$Q = \frac{2 \cdot J_s(x) \cdot \Delta p \cdot L}{\exp(L \cdot \sqrt{J_s(x) \cdot R_s})}.$$

Скорость движения потока в горизонтальной скважине увеличивается от «носка» к «пятке», что создаёт турбулентный режим течения флюида. С увеличением дебита и длины горизонтальной части возрастают потери давления на трение в скважине.

Коэффициент трения f зависит от числа Рейнольдса Re и эффективной шероховатости стенок скважины.

Потери давления на трения рассчитываются с учётом длины горизонтального ствола скважины по формуле:

$$\Delta p_f(x)_{x=L} = L \cdot \frac{\Delta p_w}{dx}.$$

Зная потери давления на трение в горизонтальной части скважин и дебит с учётом гидравлического сопротивления потока, можно определить истинное значение коэффициента продуктивности скважины:

$$J'_s = \frac{Q}{\Delta p + \Delta p_f}.$$

Последним этапом данного аналитического расчёта является построение зависимости дебита от длины горизонтального ствола скважины (рис. 14).

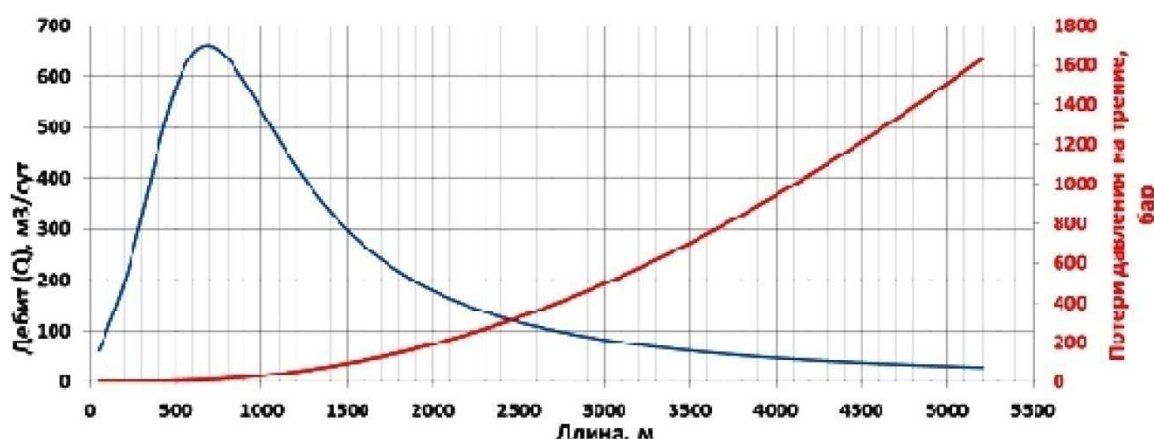


Рисунок 14 – Зависимость дебита от длины горизонтального ствола скважины Ванкорского месторождения

Из рисунка 14 видно, что потери давления на трение в горизонтальном стволе возрастают с увеличением его длины. При этом дебит изменяется незначительно после достижения определённой длины горизонтального ствола скважины. Следовательно, эти значения длины не влияют на дальнейшие расчёты. Из оставшегося диапазона длины необходимо определить оптимальную длину ГС с помощью оценки экономической эффективности бурения горизонтальной скважины различной длины.

Полученные результаты показывают, что для данного месторождения длина горизонтального ствола в 500 метров является оптимальной. При увеличении длины горизонтального участка происходят потери на трение внутри ствола, ввиду чего не наблюдается прирост.

Пример аналитического расчёта зависимости продуктивности и потерь давления на трение.

Шаг 1. Горизонтальная площадь дренирования.

Радиус контура питания в вертикальной проекции в скважине:

$$R_{ev} = \sqrt{\frac{A_v \cdot 43560}{\pi}}. \quad (1)$$

Радиус контура питания в горизонтальной проекции в скважине принимаем равным 100 м:

$$R_{eh} = 100 \cdot m. \quad (2)$$

Большая полуось эллипса дренирования (половина стороны основной оси зоны дренирования (эллипс)):

$$A_h = \pi \cdot \left(\frac{L}{2} + R_{ев} \right) \cdot \frac{R_{ев}}{43560}. \quad (3)$$

Шаг 2. Коэффициент (параметр) анизотропии:

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}; \quad (4)$$

$$(\cos h(X))^{-1} = \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2}}{\frac{L}{2}} \right]; \quad (5)$$

$$r'_w = \left(\frac{1 + \beta}{2 \cdot \beta} \right) \cdot r_w. \quad (6)$$

Шаг 3. Расчёт дебита без учёта потерь на трение:

$$Q' = \frac{0,007078 \cdot K_h \cdot h \cdot \Delta P \cdot \mu}{(\cos h(X))^{-1} + \frac{\rho \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{вс}} \right)}. \quad (7)$$

Шаг 4. Расчёт коэффициента сопротивления потока:

$$R_s = 2,921 \cdot 10^{-15} \cdot L^{1,86} \cdot \left(\frac{\mu \cdot D}{\rho} \right)^a \cdot \left(\frac{\rho}{\pi^{1,75} \cdot D^5} \right). \quad (8)$$

Шаг 5. Расчёт дебита с учётом коэффициента сопротивления потока:

$$J_s(x) = \frac{Q \cdot B_0}{\Delta P \cdot L}; \quad (9)$$

$$Q_{x=0} = \frac{J_s(x) \cdot \Delta P \cdot (L - X)}{\cos h(L \cdot \sqrt{J_s(x) \cdot R_s})}; \quad (10)$$

$$Q = \frac{Q_{x=0}}{B_0}. \quad (11)$$

Шаг 6. Расчёт числа Рейнольдса:

$$V_X = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}; \quad (12)$$

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot V_X \cdot D}{\mu} = 0,1231 \cdot \frac{Q \cdot \rho}{\mu \cdot D}. \quad (13)$$

Шаг 7. Расчёт потерь давления на трение:

$$f = 0,25 \cdot \left[1,14 - 2 \cdot \log \left(\frac{\varepsilon}{D} + 21,25 \cdot N_{Re}^{-0,9} \right) \right]^{-2}; \quad (14)$$

$$\frac{dP_w}{dx} = \frac{2 \cdot f \cdot \rho \cdot P_w}{dx}; \quad (15)$$

$$\Delta P_f(x)_{x=L} = \frac{dP_w}{dx} \cdot \frac{L}{dx}. \quad (16)$$

Шаг 8. Расчёт потерь давления на аккумуляцию флюида в стволе скважины:

$$\Delta P_{acc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot V_x^2}{D \cdot g_c} \cdot \frac{dL}{dt}. \quad (17)$$

Шаг 9. Расчёт потерь давления на изменение кинетической энергии потока:

$$\Delta P_{acc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot V_x^2}{D \cdot g_c} \cdot \frac{dL}{dt}. \quad (18)$$

Шаг 10. Расчёт индекса продуктивности:

$$P_E - P_H = P_e - P_f + P_E; \quad (19)$$

$$J_s(x) = \frac{q_s(x)}{P_E - P_H}. \quad (20)$$

Заключение

В статье проведён анализ эффективности разработки Ванкорского месторождения горизонтальными скважинами и обоснование длины секции горизонтального ствола.

Существует множество математических моделей расчёта коэффициента продуктивности горизонтальной скважины, среди которых выделяют упрощённые и более сложные. Применение упрощённых моделей часто приводит к завышенным значениям коэффициента продуктивности вследствие пренебрежения потерями давления по стволу горизонтальной скважины. Использование сложных моделей, учитывающих данные потери, на практике затруднено.

Результаты анализа потерь давления в стволе горизонтальной скважины показали, что наибольшее влияние оказывают потери давления на трение, которые возрастают с увеличением длины ствола скважины. Следовательно, бурение длинных горизонтальных стволов неэффективно.

Рассмотрена применимость методики расчёта оптимальной длины горизонтального ствола скважин, учитывающая потери давления на трение. По результатам анализа была определена оптимальная длина горизонтального ствола данной скважины, которая составила 500 м. Расчёты разных вариантов на гидродинамической модели подтвердили полученные результаты.

С учётом полученных результатов при планировании разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин данная методика может применяться в дальнейшем для аналитического обоснования длины горизонтального ствола.

Проведённый анализ показал, что эксплуатация пласта с помощью горизонтальных скважин длиной 500 м будет наиболее выгодна, т.к. проведённые результаты ПГИ доказывают, что в основной массе в скважинах работают данные интервалы.

В итоге применение данного метода разработки на Ванкорском месторождении оценено как эффективное и выгодное.

Литература:

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
2. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
3. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

7. 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 «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. 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.
11. 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.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
14. Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин Ванкорского нефтегазового месторождения ЗАО «Ванкорнефть» – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b2ac79b4c43b89421216c26_0.html
15. Вартумян Г.Т., Петрушин Е.О. Математическая модель горизонтальной скважины : Сборник студенческих научных работ, отмеченных наградами на конкурсах. – Краснодар : Изд. КубГТУ. – Вып. 11 в 3-х частях, 2010. – Ч. 2. – С. 43–45.
16. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технично-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // 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. 76–82.
17. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 72–98.
18. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // 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. 206–208.
19. Петрушин Е.О., Антониади Д.Г., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 35–42.
20. 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.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3. – С. 44–48.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 11. – С. 9–13.
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 // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение оптимальной длины горизонтального участка и расчёт NPV горизонтальных скважин на примере Энтельской площади Мамонтовского месторождения // Современная Россия: потенциал инновационных решений и стратегические векторы развития экономики: материалы Международной научно-практической конференции (7–8 ноября 2018 года, г. Краснодар) / под ред. В.В. Прохоровой; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Кафедра отраслевого и проектного менеджмента. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Раздел 5: Развитие экономических механизмов поддержки инновационных проектов. – С. 387–392.

26. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.

27. 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.

28. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa : «Pennwell publishing company», 1991. – 535 p.

29. Renard G.I. & Dupuy J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells. SPE 19414, 1990.

30. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

References:

1. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra publishing house, 2000. – 262 p.

2. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields by the systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 pages.

3. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.

4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of Higher Education Institutions, students in the Oil and Gas Business direction. – Novochoerkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.

14. Justification of length of a horizontal part of a trunk of wells of the Vankorsky oil and gas field of CJSC Vankorneft. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b2ac79b4c43b89421216c26_0.html

15. Vartumyan G.T., Petrushin E.O. Mathematical model of the horizontal well : The collection of the student's scientific works noted by awards at competitions. – Krasnodar : Prod. KubGTU. – The issue 11 in 3 parts, 2010. – Part 2. – P. 43–45.

16. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical technology solutions on increase in efficiency of drilling of side horizontal trunks on fields of Western Siberia // Bulatovskiye of reading: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 76–82.
17. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of current state of development of the Vankorsky oil-gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 72–98.
18. Pavelyeva O.N., Basov A.O., Pavelyev Yu.N. Bases. Drilling of side trunks as a method of increase in oil recovery of layer in oil wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 206–208.
19. Petrushin E.O., Antoniadi D.G., Avenok O.V. Pilot studies of hydrodynamics of horizontal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 3. – P. 35–42.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of modern technologies of interpretation of results of hydrodynamic researches of horizontal wells // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2015. – № 10. – P. 397–405.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-nefyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – № 3. – P. 44–48.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Definition of an output of reservoir liquid taking into account a well axis deviation from a normal to the plane of bedding of breeds // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanikh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2015. – № 11. – P. 9–13.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, its features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – № 2. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Determination of optimum length of the horizontal site and calculation of NPV of horizontal wells on the example of Entelskaya Square of the Mamontovsky field // Modern Russia: potential of innovative solutions and strategic vectors of development of economy: materials of the International scientific and practical conference (on November 7–8, 2018, Krasnodar) / under the editorship of V.V. Prokhorova; FGBOOU VO «Kuban state technological university», Department of branch and design management. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Section 5: Development of economic mechanisms of support of innovative projects. – P. 387–392.
26. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNIIOENG, 2016. – № 4. – P. 23–28.
27. Savenok O.V., Kusov G.V. Otsenk of technological and cost efficiency of development of the gas-oil field with application of horizontal wells // the XXIII International scientific and practical Innovation-2018 conference : collection of scientific articles (on October 26–27, 2018, Tashkent). – Section 2: Innovative processes in branches of economy. – P. 102–103.
28. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa : «Pennwell publishing company», 1991. – 535 p.
29. Renard G.I. & Dupuy J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells. SPE 19414, 1990.
30. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

УДК 622.248.5

ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ФОНТАНОВ НА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

TECHNOLOGY OF LIQUIDATION OF OIL AND GAS FOUNTAINS ON THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD

Морозов Роман Викторович

мастер по добыче нефти,
газа и газового конденсата,
ООО «РН - Краснодарнефтегаз»
r.morozov.111@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена ликвидация газопроявления на скважине № 551 Анастасиевско-Троицкого месторождения. Приведены геолого-технологические причины возникновения аварийного фонтанирования скважин. Описано поступление газа в скважину при бурении, причины поступления газа в скважину и фильтрация газа в скважину, а также механизм поступления газа в скважину. Показана классификация аварийных фонтанов и основные методы ликвидации аварийных фонтанов.

Ключевые слова: поступление газа в скважину при бурении; причины поступления газа в скважину; фильтрация газа в скважину; механизм поступления газа в скважину; осмотические перетоки в скважине; контракционный эффект глинистого раствора; классификация аварийных фонтанов.

Morozov Roman Viktorovich

Master of oil, gas and gas condensate,
LLC «Rosneft - Krasnodarneftegas»
r.morozov.111@gmail.com

Annotation. The article discusses the elimination of gas shows at the well № 551 on the Anastasievsko-Troitskoye field. The geological and technological reasons for the occurrence of emergency well flow are given. Describes the flow of gas into the well during drilling, the causes of gas flow into the well and gas filtration into the well, as well as the mechanism of gas flow into the well. The classification of emergency fountains and the main methods of emergency fountains liquidation are shown.

Keywords: flow of gas into the well during drilling; causes of gas in the well; gas filtration into the well; mechanism of gas in the well; osmotic flows in the well; contraction effect of the mud; classification of emergency fountains.

Геолого-технологические причины возникновения аварийного фонтанирования скважин

Основной причиной нефтегазопроявлений при строительстве скважин, в дальнейшем перерастающих в аварийное фонтанирование, является внезапное или постепенное снижение противодавления на продуктивный пласт, создаваемого весом столба промывочной жидкости в скважине, технологически необходимая величина которого определяется по зависимости:

$$P_{раб} = C \cdot \frac{H \cdot \gamma}{10},$$

где $P_{раб}$ – гидростатическое давление столба промывочной жидкости на пласт, кгс/см²; H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м; γ – удельный вес промывочной жидкости, кгс/см³; C – коэффициент запаса, обеспечивающий оптимальное превышение гидростатического давления столба промывочной жидкости $P_{раб}$ над пластовым давлением $P_{пл}$ (принимается в зависимости от глубины и категории скважины, равный 1,05–1,15).

При $P_{пл} > P_{раб}$ в скважине начинается газонефтепроявление.

Такая обстановка при бурении скважин может сложиться в результате:

- внезапного вскрытия скважиной газонефтесодержащего пласта с аномально высоким давлением, когда $P_{пл} > P_{норм} = H \cdot 10^{-1}$;
- падения уровня промывочной жидкости в скважине из-за несвоевременного заполнения её при подъёме колонны бурильных труб или поглощения промывочной жидкости хорошо проницаемым пластом, кавернами и трещиноватыми породами;

- резкого снижения давления на пласт из-за быстрого подъема колонны буровых труб из скважины (эффект поршневого);
- снижение удельного веса промывочной жидкости в связи с насыщением её пластовой нефтью или газом (подобное явление может иметь место при постановке нефтяных ванн в скважинах с целью освобождения прихваченной колонны буровых труб).

Начавшееся в таких условиях нефтегазопроявление в скважине переходит в аварийное фонтанирование при:

- отсутствии или неисправности противовыбросового оборудования на устье;
- неправильном использовании противовыбросового оборудования, приводящим к разрушению его герметизирующих элементов;
- нарушении герметичности обсадной колонны и цементного кольца за ней, приводящего к выбросу нефти и газа по забойному пространству.

Поступление газа в скважину при бурении

При проникновении газа в промывочную жидкость её свойства существенно меняются. Вязкость и статическое напряжение сдвига глинистых растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину вызывает падение удельного веса промывочных жидкостей. Увеличивается разница удельных весов истинного и кажущегося, вследствие чего утяжеляют глинистые растворы, хотя это не вызывается технологическими и геологическими условиями и может привести к поглощению раствора с последующим снижением противодавления на пласты.

Следствием поступления газа в скважину может явиться перелив глинистого раствора с последующим выбросом и фонтанированием.

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть замечены в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления «неустойчивого равновесия» возможен выброс с последующей работой пласта без противодавления.

В практике отмечены случаи газирования глинистого раствора во время остановок скважины без промывки в течение более 1 часа, также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме и спуске колонны буровых труб. Газ в скважину может проникать в следующих случаях:

- при снижении противодавления на пласт ниже пластового;
- вместе с выбуренной породой;
- обусловленное физико-химическими процессами, происходящими на границах «глинистый раствор – глинистая корка», «глинистая корка – порода» и в самом глинистом растворе вследствие резкого изменения условий, в которых он находится.

Причины поступления газа в скважину

Недостаточное давление столба бурового раствора

Главная функция бурового раствора – создание противодавления на вскрытые, насыщенные флюидами пласты геологического разреза, проходимого скважиной. Этому уделяется самое серьезное внимание на стадии проектирования буровых работ и непосредственно на практике. Однако в ряде случаев величина противодавления в скважине может оказаться ниже, чем это требуется для предотвращения притока газа или других флюидов. Недостаток давления столба бурового раствора может возникнуть в результате следующих причин:

- недостаточной плотности бурового раствора;
- возникновения поглощения глинистого раствора;
- пересечения скважиной тектонической трещины, сообщающейся с залегающим ниже газоносным пластом;
- несвоевременного долива скважины при подъеме буровой колонны.

Современные глубокие разведочные и поисковые скважины в своей нижней части вскрывают, как правило, слабо изученный, иногда совсем неизученный разрез

месторождения. Вместе с тем, опыт бурения показывает, что практически во всех нефтегазовых регионах, в глубокозалегающих горизонтах встречаются аномально высокие пластовые и поровые давления. При этом закономерности изменения пластовых давлений разнообразны как по простиранию, так и по мощности отложений. Нарастание пластового давления с увеличением глубины может происходить равномерно в плавном темпе или носить скачкообразный характер. Если постоянное изменение градиента пластового или порового давления может быть учтено и нейтрализовано путём периодической корректировки плотности бурового раствора, то при скачкообразном его изменении вполне возможно неожиданное проявление высоких пластовых давлений в процессе углубления скважины.

Вместе с тем, отмечается неравномерность распределения градиентов аномального давления и по площадям структур. Такие локальные проявления аномально высоких пластовых давлений связывают с гидродинамически ограниченными ловушками (тектонически и литологически ограниченными залежами). Также отмечается неравномерность, неожиданность проявлений аномально высоких пластовых давлений при разбуривании месторождений и индивидуальность их поведения даже в соседних близко расположенных скважинах.

Поглощения бурового раствора, согласно современным представлениям, обусловлены, с одной стороны, свойствами проходимых пород, а с другой – применяемой технологией бурения. Трещиноватые, кавернозные породы, породы с повышенной проницаемостью – потенциально поглощающие объекты. Однако для возникновения поглощения необходим перепад давления в скважине, под действием которого происходит движение жидкости в пласт. Этот перепад будет тем меньше, чем выше проницаемость, трещиноватость или кавернозность вскрытых отложений. Наряду с естественной трещиноватостью, причиной поглощения бурового раствора являются искусственные трещины, возникающие при гидравлическом разрыве пластов.

Причины повышения гидравлического давления в скважине:

- увеличение плотности бурового раствора вследствие его утяжеления при бурении зон газопроявлений или самопроизвольное его утяжеление в процессе бурения скважины;
- возрастание гидростатического давления при пуске насосов вследствие тиксотропного загустевания растворов;
- повышение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве при сужении ствола скважины из-за коркообразования и образования корки и сальников на буровой колонне;
- повышение гидродинамического давления при спуске колонны буровых труб.
- проницаемость и пористость, кавернозность и трещиноватость горных пород, имеющих низкие (по сравнению с гидродинамическими) пластовые давления;
- проникновение подземных вод в сильно сжатые трещины и их расширение под действием капиллярных сил вплоть до образования каверн и каналов;
- гидравлический разрыв пластов под действием высоких гидродинамических давлений при выполнении различных операций во время бурения скважины.

Действующие в процессе бурения на стенки скважины дополнительные гидродинамические давления могут оказаться достаточными для расширения имеющихся в пласте трещин и образования новых. При этом жидкость, обладающая высокими структурно-механическими свойствами, может уходить в трещины под действием возникающего перепада давлений.

Изменение давлений в скважине при спускоподъёмных операциях

В процессе подъёма колонны буровых труб происходит снижение гидродинамического давления на стенки и забой скважины. Снижение давления обусловлено наличием сил внутреннего трения в жидкости, под влиянием которых при выполнении объёма, освобождающегося ниже поднимаемой колонны, в кольцевом пространстве скважины возникают гидравлические сопротивления. Наряду с потерями на трение, в кольцевом пространстве, вследствие неравномерности движения колонны буровых труб, передающегося жидкости, возникают и инерционные сопротивления. Общее

снижение давления представляет собой сумму гидравлических вязкостных и инерционных сопротивлений, хотя их относительная значимость меняется во времени как по величине, так и по знаку.

Давление в скважине уменьшается по всей длине движущейся колонны бурильных труб, изменяясь по линейному закону, от максимального значения у её нижнего конца до нуля у устья скважины. В местах установки долота, центраторов и других элементов оборудования низа колонны бурильных труб, являющихся местными сопротивлениями, наблюдается скачкообразное изменение гидродинамического давления. Наибольшее значение перепада давления, наблюдаемое у нижнего конца колонны бурильных труб, передаётся на забой и часть скважины ниже колонны бурильных труб. С увеличением глубины скважин колебания гидродинамического давления при спуско-подъёмных операциях увеличиваются. В глубоких и сверхглубоких скважинах эти колебания достигают величин, опасных как для прочности пород, так и для возникновения проявлений, в связи с чем принимаются специальные меры для их снижения. В процессе спуска колонны бурильных труб перепады давления увеличиваются пропорционально нарастающей длине колонны труб в скважине. С включением гидродинамического тормоза темп прироста размаха колебаний давления замедляется. Включение бурового насоса для восстановления циркуляции в скважине вызывает скачок давления. Величина его зависит от плавности запуска буровых насосов, глубины скважины, тиксотропности бурового раствора и других его показателей. В процессе бурения давление на забое увеличивается в результате появления в восходящем потоке бурового раствора частиц выбуренного шлама, утяжеляющего раствор. После промывки скважины на забое восстанавливается нормальное давление циркуляции. При наращивании колонны бурильных труб в скважине наблюдаются резкие колебания давления. Снижение гидродинамического давления во время подъёма колонны бурильных труб зависит от их длины и скорости их подъёма. Переход на более высокую скорость подъёма (с первой на вторую и со второй на третью) увеличивает колебания давления на забое скважины до первоначального его значения, хотя длина колонны бурильных труб значительно уменьшилась. Динамическое напряжение сдвига оказывает весьма существенное влияние на величину снижения гидродинамического давления. Следовательно, можно достаточно эффективно регулировать колебания давления на забое в случае такой необходимости. Именно влиянием предельного напряжения сдвига можно объяснить часто возникающие проявления и выбросы при бурении на вязких, слаботекучих утяжелённых растворах, применяемых часто в условиях аномально высокого пластового давления. В буровой практике накоплено немало подобных примеров.

Поступление газа в скважину вместе с выбуренной породой

Газ, помимо продуктивных газоносных пластов, может содержаться в глинистых породах переходных зон и в приуроченных к этим зонам песчаных пропластках или линзах, образующих локальные залежи. В процессе разбуривания газосодержащих отложений буровой раствор насыщается газом, поступающим из выбуренной породы, вне зависимости от соотношения порового и забойного давлений. В слабопроницаемых породах в буровой раствор поступает практически весь газ, находящийся в выбуренном объёме. В хорошо проницаемых породах часть газа может оттесняться от забоя в результате опережающей фильтрации бурового раствора или его жидкой фазы (фильтрата). Количество газа, поступающего в буровой раствор из выбуренной породы в случае полного его перехода, можно определить по следующей формуле:

$$Q = \frac{\pi \cdot D_{\text{дол}}^2 \cdot V \cdot m \cdot \beta \cdot \eta \cdot p_{\text{пл}} \cdot T_0}{400 \cdot z \cdot p_0 \cdot T_{\text{пл}}},$$

где Q – объёмный расход газа при атмосферном давлении, м³/ч; $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота, м; V – механическая скорость бурения, м/ч; m – пористость горной породы, %; β – коэффициент газонасыщенности породы; η – коэффициент газоотдачи ($\eta = 0,9$); $p_{\text{пл}}$ и p_0 – соответственно пластовое и атмосферное давления, МПа; $T_{\text{пл}}$ и T_0 – соответственно температура в пласте и буровом растворе на устье; z – коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях.

Концентрация газа в буровом растворе в этом случае будет определяться скоростью проходки и величиной подачи насосов.

При большом количестве газа в восходящем потоке бурового раствора возможна его сепарация, особенно вследствие бурного расширения его в верхней части скважины и образования газовых пробок. В результате могут наблюдаться подбрасывание или перелив бурового раствора из скважины, что опасно, поскольку дальнейшее развитие этих процессов может привести к появлению притока газа из пласта.

Блокирующие зоны

Для выявления возможности поступления газа (а также любого флюида) из пласта необходимо иметь представление о блокирующих зонах, которые возникают в коллекторах под действием различных факторов.

Блокирующие зоны в коллекторах образуются в результате проникновения в пласты глинистого или цементного растворов (по трещинам) и их фильтратов.

Во время вскрытия пластов вода (при бурении с промывкой водой) проникает в них и создаёт зону пониженной проницаемости – блокирующую зону. Снижение проницаемости при этом можно объяснить следующим:

- 1) набуханием глинистого материала, содержащегося в коллекторе;
- 2) удержанием в пористой среде воды, проникшей в пласт;
- 3) засорением пор частицами породы в результате суффозии;
- 4) образованием и выпадением нерастворимых осадков в порах продуктивного горизонта вследствие взаимодействия воды, проникшей в пласт, со связанной высокоминерализованной водой;
- 5) смешением воды, проникшей в пласт, с нефтью пласта с последующим образованием водонефтяных эмульсий, которые в некоторых случаях могут также снижать проницаемость пластов и др.

Если в качестве промывочной жидкости применяется глинистый раствор, то проницаемость может снижаться ещё в большей степени. Во-первых, фильтрат раствора является более сложным, химически обработанным агентом; во-вторых, он несёт мельчайшие частицы глины. Собственно глинистый раствор также может проникать глубоко в пласт по трещинам или каналам.

В значительной мере снижению проницаемости пластов способствует и фильтрат цементного раствора, содержащий достаточное количество $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и других соединений, являющихся продуктами гидратации цемента. Попадая в пласт, они при известных условиях способны затвердеть в камень. При попадании цементного раствора по трещинам в пласт последний цементируется.

Влияние воды на снижение проницаемости призабойной зоны характерно прослеживается во время вскрытия нефтяных пластов, где в результате эксплуатации пластовые давления значительно снижены.

Поступление газа (и других флюидов) в скважину вследствие диффузии

Весьма часто насыщение глинистого раствора газом связывается с его диффузией. Диффузия, являясь одной из форм массопереноса, заключается в проникновении молекул одного вещества в массу или через массу другого вещества. В скважине процесс диффузии газа протекает в направлении из пласта через глинистую корку в жидкость – буровой раствор, т.е. происходит диффузия второго вида по схеме газ → жидкость, т.е. в среду, где его концентрация меньше или равна нулю.

Диффузия происходит даже в том случае, когда противодавление столба глинистого раствора больше давления газа в пласте. Перемещение газа под давлением разности концентраций называют диффузионным потоком газа. Диффузионный поток способствует выравниванию концентраций, т.е. уменьшению разности концентраций, которая вызывала этот поток. Диффузия, приводящая к выравниванию концентраций газа при соприкосновении с глинистым раствором (коркой), т.е. приводящая к изменению разностей концентраций, называется нестационарной диффузией.

Движущей силой диффузии является перепад парциальных давлений, т.е. различие в содержании данного вещества (газа, нефти) в пласте и за его пределами.

В общем случае насыщенный газом пласт глинизируется. На его поверхности отлагается глинистая корка определённой толщины и с определёнными свойствами.

На некоторой глубине в пласте накапливается флюид глинистого раствора, который, создавая блокирующие зоны, препятствует прохождению газа к скважине. На прохождение газа к глинистому раствору в скважине потребуется больше времени, чем в случае только что вскрытого пласта (возникает блокировка флюида).

Этот процесс самопроизвольный и не зависит от давления контактирующих веществ, поскольку основной его причиной является движение молекул.

Диффузия в каком-либо направлении обусловлена наличием градиента концентрации данного вещества в этом направлении. Если концентрация одного вещества в другом неодинакова, то диффузия молекул будет стремиться выровнять эту концентрацию.

К более серьезным последствиям может привести диффузия при наличии в газе сероводорода и углекислого газа, что часто наблюдается в залежах, вскрываемых глубокими скважинами. Растворимость сероводорода в воде, а, следовательно, и в глинистом растворе в десятки раз выше, чем метана. Поэтому во много раз будет выше и интенсивность диффузионного потока сероводорода в скважину.

Опасность диффузии сероводорода в буровой раствор даже в небольших количествах заключена в его токсических и коррозионных свойствах. Агрессивное воздействие сероводорода на металл приводит к быстрому снижению его прочности (он становится более ломким), а также к авариям с бурильными трубами и буровым оборудованием.

Фильтрация газа в скважину

Её проявление возможно только при понижении гидростатического давления бурового раствора в скважине до значений более низких, чем в пласте. В таком случае движение газа должно подчиняться закону Дарси:

$$Q = K \cdot F \cdot \frac{P_1 - P_2}{2 \cdot \mu \cdot h} \cdot t,$$

где Q – количество фильтрующегося в скважину газа в течение времени t через поверхность F ; K – коэффициент газопроницаемости породы; P_1 и P_2 – давление соответственно в пласте и в скважине; μ – вязкость газа; h – толщина слоя, через который диффундирует газ.

Фильтрация дисперсионной среды наблюдается как во время покоя бурового раствора, так и в процессе его циркуляции. Для анализа причин газопроявлений интерес представляет первый случай (буровой раствор в покое).

При отфильтровывании свободной жидкой фазы в окружающие породы уменьшается не только объём бурового раствора в скважине, но и его масса. Наиболее значительная фильтрация происходит в интервале залегания проницаемых пород с хорошими коллекторскими свойствами. Практически поступает вода в окружающие породы на всём протяжении открытой части ствола скважины, не исключая и глинистые породы, о чём свидетельствует их набухание с течением времени.

Если толщина глинистой корки изменяется со временем, то скорость фильтрации бурового раствора в покое можно определить по формуле:

$$V = a \cdot t^{1/2},$$

где a – коэффициент, учитывающий свойства фильтрационной корки и вязкость дисперсионной среды.

Обычно с течением времени в результате механической коагуляции пристволенной части пласта фильтрация уменьшается. Фильтрация дисперсионной среды уменьшает объём бурового раствора в скважине, что приводит к структурообразованию и создаёт условия для его зависания. В результате снижается гидростатическое давление бурового раствора в скважине.

Фильтрационное замещение

Снижение давления в интервале залегания проницаемых газонасыщенных пород ниже пластового приводит к появлению притока газа из пласта, так как одновременно вследствие фильтрации уменьшается и объём жидкости в скважине. Приток га-

за при этом продолжается до восполнения отфильтровавшегося объёма жидкости, после чего давления в пласте и в скважине выравниваются. Дальнейшая фильтрация в пласт вызывает новое снижение давления в скважине и приток газа. Практически оба эти процесса отфильтровывания и притока газа осуществляются непрерывно и одновременно. Происходит фильтрационное замещение некоторого объёма дисперсионной среды бурового раствора в скважине газом.

Упрощённо схему перетоков в системе «пласт – скважина» при фильтрационном замещении можно представить следующим образом. Каждый пласт, вскрываемый скважиной, имеет неодинаковую фазовую проницаемость по мощности. На участках лучшей проницаемости наблюдается преимущественное движение, т.е. переток в соответствующем направлении. Так, на участке лучшей фазовой проницаемости для воды наблюдается фильтрация дисперсионной среды в пласт. Там, где проницаемость лучше для газа, происходит поступление его в скважину. Количество газа, поступающего в скважину при фильтрационном замещении, может оказаться довольно значительным. Предположим, что замещение происходит на глубине 4000 м в скважине диаметром 190 мм, заполненной буровым раствором плотностью 1,72 г/см³, а бурильные трубы подняты. Если при этом замещается 10 % объёма бурового раствора за счёт фильтрации, то в скважину поступит 2,82 л газа на каждый метр пласта. В кольцевом пространстве после спуска 114 мм бурильных труб это количество газа образует цилиндр высотой 0,155 м. Столб раствора, который может быть выброшен во время циркуляции этим газом, можно определить по формуле:

$$h = \sqrt{L_1 \cdot \left(L_p + \frac{P_0}{\rho \cdot g} \right) - \frac{P_0}{\rho \cdot g}},$$

где L_1 – высота столба газа на забое; L_p – высота столба раствора над газом перед началом циркуляции; P_0 – давление на устье скважины; ρ – плотность бурового раствора.

По этой формуле находим высоту выбрасываемого раствора – она приблизительно составляет 20 м.

Снижение уровня в скважине с учётом объёма газа составит 40 м, а снижение забойного давления около 0,7 МПа. При мощности пласта 10 м снижение давления на забое будет равно 7 МПа.

Осмоз и осмотические перетоки в скважине

Осмоз представляет собой процесс самопроизвольного перехода растворителя в раствор через разделяющую их полупроницаемую перегородку. При этом растворитель может проникать через такую перегородку в обе стороны, но скорость его прохождения в раствор будет больше, чем в обратном направлении. Переток чистого растворителя в раствор продолжается до установления динамического равновесия, когда процесс стабилизируется, т.е. скорости прохождения растворителя в обоих направлениях выравниваются. В результате стабилизации процесса в растворе возникает добавочное гидростатическое давление, называемое осмотическим и служащее количественной характеристикой явления осмоса. Величина осмотического давления изменяется прямо пропорционально концентрации растворённого вещества и абсолютной температуре:

$$P = c \cdot R \cdot T,$$

где c – концентрация растворённого вещества в растворе; R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура.

Если полупроницаемая перегородка разделяет растворы с разной концентрацией растворённого вещества, то результирующее осмотическое давление будет равно разности индивидуальных осмотических давлений для каждого раствора. В условиях скважин полупроницаемой перегородкой может служить глинистая корка на проницаемых породах или граничные гидратированные плёнки глинистых пород.

Осмотические перетоки по своему действию на состояние системы «скважина – пласт» аналогичны фильтрации дисперсионной среды, рассмотренной ранее. Так же как и фильтрация, осмос вызывает уменьшение объёма и массы покоящегося бурового раствора в скважине, его загустевание. Всё это приводит к разгрузке определённой части гидростатического давления на ограничивающие поверхности и появлению притока газа в результате местного снижения давления.

Осмос может стать и непосредственной причиной газопроявления, если имеет место переток из водонасыщенного пласта в скважину. Пластовые воды часто содержат растворённый газ. Газ, поступивший вместе с водой в скважину при снижении давления в процессе циркуляции, переходит в свободное состояние и вызывает газирование бурового раствора. Кроме химического осмоса, возможно возникновение электроосмотического массопереноса под влиянием естественного электрического поля скважины. Установлено, что фильтрационный поток дисперсионной среды под влиянием естественного электрического поля, вызванного самопроизвольно возникающей электродвижущей силой, может возрасти или уменьшиться в 1,2–2,0 раза в зависимости от знака возникающего заряда на разных сторонах глинистой корки.

Поступление флюида в скважину за счёт капиллярного противотока

При соприкосновении двух несмешивающихся жидкостей вследствие искривления поверхности менисков на разделе фаз возникает капиллярное давление, направленное в сторону менее смачиваемой жидкости. В связи с тем, что продуктивные песчаные пласты в большинстве своём гидрофильны, капиллярные давления в них направлены в сторону нефти. Поэтому вследствие микронеоднородности (различные диаметры каналов) продуктивных пластов роль капиллярных сил в нефтепроявлениях в процессе бурения сильно увеличивается.

При соприкосновении глинистого раствора с нефтенасыщенной пористой средой в неодинаковых по величине поровых каналах возникает различное давление. В меньших поровых каналах диаметром до 1 мкм капиллярное давление более высокое и может достигнуть 1,0–1,2 кгс/см². В более крупных (диаметром 10–12 мкм) оно не будет превышать 0,1–0,2 кгс/см², в результате чего между различными поровыми каналами появится перепад давления, который в зависимости от степени микронеоднородности может достигать 0,5–1,0 кгс/см². Для оттеснения нефти от ствола скважины под избыточным гидростатическим давлением, создаваемым столбом глинистого раствора, градиент давления при внедрении фильтрата в пласт будет незначительным (всего 0,002 кг/см² на 1 см при перепаде давления 40 кг/см²); тогда как для внедрения фильтрата раствора в пласт под действием разности капиллярных давлений достаточно преодолеть сопротивление пласта длиной от 1 мкм до 1 м. Поэтому градиент давления между различными поровыми каналами при небольшой величине перепада 0,5–1,0 кг/см² превысит 0,05–0,10 кг/см², т.е. в 20–50 раз выше градиента вдоль напластования от гидростатического перепада давления (под действием капиллярных сил). Это обосновывает возможность внедрения фильтрата глинистого раствора в каналы меньшего диаметра с вытеснением из них нефти в более крупные, а по ним – в скважину. Явление притока нефти из пласта в скважину и внедрение фильтрата (воды) из неё в пласт за счёт предполагаемой разности капиллярных давлений называется капиллярным замещением нефти водой.

В местах, где практически перестают действовать капиллярные силы (каналы повышенного диаметра), фильтрат продавливается под действием избыточного давления столба глинистого раствора до мест, где вновь воздействуют капиллярные силы и т.д. Приток нефти из пласта, а воды из скважины в пласт при превышении давления над пластовым обуславливается совместным проявлением капиллярных сил и гидростатического давления, причём приток нефти в скважину происходит непрерывно; процесс замедляется во времени.

Механизм поступления газа в скважину

Пусть в начальный момент времени перепад давления определяется превышением давления столба жидкости над пластовым. Предположим, что отфильтровывание

происходит из некоторого объема промывочной жидкости, величина которого достаточно мала, а предельное статическое напряжение сдвига обуславливает удержание вышерасположенного столба промывочной жидкости.

Изменение объема промывочной жидкости под действием давления невелико. Коэффициент объемного сжатия для жидкостей определяется формулой:

$$\beta_p = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}.$$

При полном «зависании» столба жидкости над рассматриваемым объемом и вследствие малой сжимаемости её незначительное отфильтровывание воды приведёт к исчезновению первоначального напряжённого состояния в этом объеме и уменьшит перепад давления, а, следовательно, и водоотдачу до нуля. Так, согласно формуле, при перепаде давления в 25 кг/см² необходимо отфильтровать лишь около 0,1 % от рассматриваемого объема жидкости для того, чтобы не происходила фильтрация и, следовательно, не образовывалась корка на стенках скважины. Для растворов, предельный статический сдвиг которых при данной конструкции скважины обеспечивает лишь частичное зависание столба промывочной жидкости, перепад давления будет постепенно уменьшаться от максимальной величины до гидростатической. При гидростатической величине давления столб промывочной жидкости сдвинется вниз и практически полностью восстановит первоначальный перепад давления, так как потеря незначительной части отфильтровавшейся жидкости мало будет влиять на изменение высоты столба раствора. Следовательно, в описанных условиях водоотдача в пласт происходит под действием переменного перепада давления.

Фильтрат глинистого раствора, попав в пласт, стремится под действием сил гравитации переместиться к его подошве. Газ, находясь выше, проникает в зону пониженного давления из верхней части пласта. Скорость поступления газа зависит от ряда факторов, влияющих на статическое напряжение сдвига, водоотдачу раствора, проницаемость пласта, его давление и т.д.

Если под действием перепада давления вместо скоагулировавшейся корки при замене глинистых растворов возникает новая, то при условии «зависания» раствора и, следовательно, быстрого прекращения фильтрации места разрыва первоначальной корки могут заполняться дисперсионной средой, выделившейся в результате синерезиса, и служить каналом для проникновения газа в скважину и в вышележащие пласты.

Приток минерализованной жидкости в скважину в результате возникновения отрицательного перепада давления также может служить причиной коагуляции глинистой корки и образования каналов.

Учитывая особенности фильтрации в статических условиях и возникновения притока газа в скважину, одним из мероприятий по профилактике газопроявлений является использование буровых растворов с малой водоотдачей в широком интервале температур.

Контракция и контракционный эффект глинистого раствора

Контракция свойственна многим твёрдым телам в водной среде и сопровождается сокращением суммарного объема смешиваемых веществ. Явление контракции в системе «глина – вода» обусловлено протеканием сорбционных процессов и определяется свойствами адсорбционно связанной воды. Часть воды при взаимодействии с глиной связывается на поверхности глинистых частиц молекулярными силами и приобретает повышенную плотность. Плотность воды в адсорбционном слое находится в пределах 1,3–2,4 г/см³. В результате адсорбирования части воды объем её в системе, а, следовательно, и общий объем системы уменьшаются.

Установлено, что уменьшение суммарного объема системы вследствие перехода части свободной воды в связанное состояние может быть значительным.

Явление контракции может происходить во время покоя и при движении жидкости, в то время как уменьшение объема раствора в связи со структурообразованием наблюдается только в покоящейся жидкости.

Контракция протекает только в свежеприготовленных растворах или при добавлении свежей глины. Со стабилизацией свойств бурового раствора явление контракции затухает. Время, необходимое для стабилизации свойств бурового раствора после добавления в него бентонитовой глины, оценивается продолжительностью нескольких циклов циркуляции, т.е. контракция является довольно длительным процессом.

Контракционный эффект может наблюдаться и в приствольной части только что разбуренных глинистых отложений вследствие дополнительной адсорбции воды из бурового раствора стенками скважины.

Процессы перехода из золя в гель (контракция) не могут быть причиной поступления газа в ствол бурящейся скважины, так как в результате этого масса бурового раствора в скважине не изменяется, а, следовательно, не меняется и статическое давление столба жидкости. Однако буровой раствор как коллоидно-дисперсная система обладает свойством адгезии и имеет способность к структурообразованию.

В скважине образование структуры происходит в пространстве, ограниченном поверхностями с очень большим отношением продольных размеров к поперечным. Связываясь адгезионными силами с ограничивающими поверхностями, образовавшаяся структура препятствует развитию деформаций сдвига в столбе жидкости под действием сил тяжести в результате изменения её объёма. Происходит зависание бурового раствора или разгрузка части его массы.

Рассмотрим возможные последствия контракции, если предположить, что структура раствора позволяет ему «зависнуть».

Стенки скважины непроницаемы

Уменьшение объёма глинистого раствора приводит к снижению давления в рассматриваемом элементе.

Образовавшееся пространство может заполняться за счёт:

- 1) деформации стенок скважины;
- 2) отфильтровывания из верхних слоёв глинистого раствора свободной воды;
- 3) смещения вниз всего столба глинистого раствора.

В общем случае все процессы могут происходить одновременно и при определённых условиях приводить к осложнениям. Однако наиболее частым является третий случай. При смещении столба раствора вниз вследствие его неоднородности и наличия структуры возможны местные изменения противодействия по стволу, также приводящие к осыпям и газоводопроявлениям.

Деформация стенок может привести к сужению ствола, обвалам и прихвату колонны бурильных труб. Следует отметить, что даже частичное уменьшение противодействия на стенку скважины вследствие контракционного эффекта во время остановки циркуляции и создания прежней величины противодействия при промывке (т.е. пульсации давления) отрицательно влияют на устойчивость стенок скважины.

Стенки скважины проницаемы

«Зависание» раствора в скважине (хотя бы частичное) и уменьшение объёма глинистого раствора в результате контракции приведут к изменению перепада давления между скважиной и пластом. В результате водоотдача раствора в пласт может вначале уменьшиться до нуля, а затем возникнут условия для проникновения в скважину пластовых вод и газа. В этих условиях на стенках скважины не сможет образовываться новая глинистая корка, имеющая важное значение для укрепления стенок и предотвращения межпластовых перетоков.

Кроме того, в результате проникновения в скважину минерализованных пластовых вод может быть нарушена вследствие коагуляции ранее сформированная глинистая корка.

Поступление газа в скважину при креплении стенок скважины

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьёзным видом осложнений. Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка условий, необходимых для их предотвращения по ряду различных нефтегазовых районов, позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям.

Для возникновения и развития газопроявления необходимы два условия:

- 1) наличие перепада давления;
- 2) образование канала, по которому возможно движение газа (или другого флюида).

В скважине сила сцепления металла труб и пород стенок скважины с цементным камнем в большинстве случаев равна нулю. Причиной тому является наличие глинистой корки или слоя глинистого раствора между ними.

Седиментационные процессы в скважине

Седиментационные процессы в цементном растворе и их влияние на возможность газопроявлений могут рассматриваться, исходя из следующих условий:

- возможности происхождения седиментационных процессов в конкретных реальных условиях при строительстве скважин;
- снижения гидростатического давления в скважине на пласт в процессе формирования цементного камня за обсадной колонной до значений ниже пластового;
- возникновения и формирования каналов в процессе формирования цементного камня за обсадной колонной в затрубном пространстве.

Если седиментационные процессы могут проходить по глубине скважины, то возможно понижение давления на пласт до гидростатического в результате того, что активным составляющим в системе «цемент – вода» останется вода.

Водоотстой цементного раствора определяется рядом факторов, главными из которых являются водоцементное отношение, природа цемента, его водоудерживающая способность и др.

После окончания затворения возникает ранняя структура цементного раствора, имеющая незначительную прочность, что и является первым фактором, обуславливающим начало процесса образования каналов. Процесс начинается на контакте со стенкой скважины, обсадной колонны или глинистой корки, так как это наиболее слабые звенья структуры.

Нарушение целостности структуры происходит только там, где сила гравитации, действующая на цементное зерно, направлена внутрь цементного раствора и не происходит там, где сила гравитации направлена внутрь контактной среды или вдоль неё. В зависимости от величины ранней прочности структуры цементного раствора сдвиг зёрен вниз происходит вдоль контактной поверхности или под некоторым к ней углом. Из массы цементного раствора («из структурных ячеек») к поверхности контакта поступает жидкость. При этом устанавливается гидравлическая связь в горизонтальной плоскости между жидкостью, находившейся в ячейках, и жидкостью, поступившей к поверхности раздела, где образовались «бороздки».

Дальнейшее развитие процесса образования каналов зависит от количественного взаимоотношения, адсорбционно и химически связанной жидкости, и жидкости, находящейся в структурных ячейках. Обычно в рассматриваемых условиях создаётся такое взаимоотношение, при котором основная масса жидкости находится в ячейках. Силы отжатия жидкости из ячеек зависят от ряда факторов, в том числе и от гидростатического давления столба раствора, находящегося выше них. Поэтому в «бороздках» давление жидкости больше, чем в ячейках, находящихся выше «бороздок» в растворе, структура которого не была затронута нарушениями. В результате если давление жидкости в «бороздке» преодолевает прочность структурной сетки, отгораживающей её от выше расположенных ячеек, происходит прорыв отжатой жидкости в выше расположенные ячейки. В первое время скорость восходящих потоков из вершин «бороздок» не велика и поэтому потоки представляют собой движение чистой жидкости. Однако скорость потоков быстро возрастает, происходит разрушение прилегающей к потоку структуры раствора, что влечёт за собой обогащение жидкости цементными зёрнами. Через некоторое время весь восходящий поток представляет собой часть цементного раствора, который движется в основной массе цементного раствора, находящегося в статическом состоянии. Так как слабых мест в структуре много в ранний период её формирования, то отдельные потоки сливаются вместе, и в вертикальной плоскости

снизу доверху устанавливается восходящее движение сплошного потока цементного раствора. Следовательно, в цементном растворе устанавливается гидравлическая связь в вертикальном направлении, т.е. образуется канал.

Для скважин, вскрывающих отложения, имеющие большой этаж газоносности (при удовлетворительном замещении глинистого раствора цементным), герметичность цементного кольца за колонной на данном месторождении определяется следующими факторами:

- временем движения цементного раствора до окончания цементирования;
- временем остановок в процессе закачки и продавки цементного раствора;
- зенитным углом кривизны скважины в цементируемом участке;
- водоцементным отношением.

Изменение давления на пласт и флюид пласта при твердении цементного раствора

Возникновение газопроявлений и фонтанов в процессе ожидания затвердения цемента часто объясняют снижением давления на пласт при загустевании и твердении тампонажного раствора. Цементный раствор практически не проникает в пористый пласт, фильтроваться может только вода раствора; цементный раствор проходит только в трещины и каналы.

Поэтому различают два вида давления: давление на скелет (каркас) пласта и давление на флюид. Эти давления будут различными в зависимости от времени ожидания затвердения цемента.

При заполненной глинистым раствором скважине давление определится высотой столба и удельным весом промывочной жидкости. Когда скважина заполнена глинистым или цементным раствором (коллоидным раствором или суспензией), активное давление передаётся на пласт (опору) и на флюид пласта. Пласт как опора воспринимает давление всей своей поверхностью и, естественно, чем выше взята рассматриваемая точка на его поверхности, тем ниже давление.

В случае замещения глинистого раствора цементным давлением изменяется (как правило, возрастает) вследствие того, что изменяется удельный вес столба жидкости:

$$P = p_1 + p_2 = \frac{1}{10} \cdot (h_1 \cdot \gamma_1 + h_2 \cdot \gamma_2), \text{ кг/см}^2.$$

Это давление на пласт и флюид пласта будет активным. Цементный скелет ещё не схватившегося раствора фильтрует через воду, создавая указанное активное давление. Флюид не сможет найти «каналов» в столбе жидкости для выхода и продвижения вверх. Проникновение газа ограничится диффузией его в жидкость.

Давление на скелет пласта остаётся почти постоянным, так как цементный раствор затвердевает практически без изменения объёма.

Формирование каналов в затрубном пространстве скважины в процессе твердения тампонажного раствора

Изучение промысловых данных и результатов лабораторных исследований даёт возможность сделать вывод о наличии в скважине глинистой корки и языков глинистого раствора после окончания цементирования обсадной колонны.

Известно, что даже большая скорость восходящего потока не обеспечивает удаление всей глинистой корки со стенок скважины.

В практике работ предприятий по капитальному ремонту скважин наблюдается подъём цементного раствора, закачиваемого под давлением в затрубное пространство, где ранее произошёл прорыв верхних вод на высоту до 150–200 м и более. Это указывает на то, что в ряде случаев в зацементированном стволе скважины остаются каналы, заполненные глинистым раствором. В частности, характерным было состояние цементного кольца под муфтой трубы, где скапливались корка и остатки глинистого раствора, из-за которых цементный раствор в интервале, равном примерно половине длины муфты, обтекал трубу; толщина корки равнялась высоте выступа муфты над

телом трубы. На всей поверхности контакта «обсадная колонна – цемент» обнаружены плёнки и тонкие прослои начавшего загустевать глинистого раствора. При эксцентричном расположении колонны в общей массе цементного кольца было обнаружено линзовидное включение рыхлой смеси цемента и глинистого раствора. Поверхность стенок скважины была покрыта коркой глинистого раствора. Наличие включений глинистого раствора в затрубном пространстве после цементирования подтверждается теоретически и практически. В условиях скважины наличие каверн и эксцентричное расположение колонны способствуют образованию застойных зон, заполненных глинистым раствором.

Цементный раствор, обладая свойством контракции, развивает в процессе твердения на своей поверхности вакуум.

Твердеющий цементный раствор засасывает воду из контактирующих с ним глинистых корок, отлагающихся на стенках скважины после цементирования, языков и включений, зацементированных зон. Корка на контакте с цементным раствором обезвоживается, при этом образуется сеть каналов, по которым из пласта может двигаться газ. Обезвоживание корок и включений глинистого раствора происходит во всех случаях, так как развитие контракционного эффекта – неперенное свойство вяжущих. Вследствие обезвоживания языков промывочного раствора и глинистой корки за счёт процессов контракции возникают каналы, через которые после перфорации часто восстанавливается циркуляция промывочной жидкости.

Классификация аварийных фонтанов

Открытые фонтаны значительно снижают скорость бурения скважин, наносят громадный материальный ущерб, приводят к большим потерям газа и нефти и истощению энергии пласта. Аварийно возникающие фонтаны, продолжающиеся длительное время, являются наиболее тяжёлыми видами аварий. Они часто являются следствием совершенно различных по своей природе явлений и несопоставимы по признаку и осложнённости. Чтобы предотвратить фонтан на скважине, необходимо определить его характерные начальные признаки, параметры и иметь чёткое представление о механизме его возникновения.

В специальной литературе предпринимались попытки дать объективную классификацию аварийно возникающих фонтанов.

Так, по виду выбрасываемой продукции аварийные фонтаны подразделяют на нефтяные, газовые, нефтегазовые, газонефтяные, водяные и газонефтеводяные.

Такое подразделение фонтанов носит чисто условный характер, так как оно не содержит в себе каких-либо объективных параметров. Например, чем отличается нефтегазовый фонтан от газонефтяного и, главное, как их различать на практике, когда, как правило, дебиты скважин по жидкой и газовой фазам меняются и могут быть оценены неточно. Кроме того, аварийный фонтан, особенно в начальной стадии действия, представляет собой нестабильный процесс. Нефтяной фонтан, например, может превратиться в газовый и наоборот.

По интенсивности притока продукции фонтаны делят на:

- 1) слабые, когда дебит скважины по газу не превышает 0,5 млн м³/сут., а по нефти – 100 м³/сут;
- 2) средние, когда дебит скважины по газу доходит до 1 млн м³/сут., а по нефти – до 300 м³/сут.;
- 3) сильные, когда дебит скважины по газу превышает 1 млн м³/сут., а по нефти – превышает 300 м³/сут.;
- 4) мощные, когда дебит скважины по газу превышает 3–5 млн м³/сут., а по нефти – 800–1000 м³/сут.;
- 5) очень мощные, когда дебит скважины по газу превышает 5–10 млн м³/сут.;
- 6) весьма мощные, когда дебит скважины по газу превышает 10 млн м³/сут., а по нефти – более 1000 м³/сут.

Численные пределы величин, характеризующих мощность фонтанов, также приняты условно.

При этом целесообразно учитывать всю газовую и жидкую фазы продукции фонтана, так как при решении вопросов, связанных с выбором и реализацией способа ликвидации фонтана, важно знать объём всей продукции скважины, а потом уже фазовый баланс.

Также аварийные фонтаны делят на неосложнённые и осложнённые.

К первой группе относят фонтаны из скважин, у которых ещё не потеряна «база» для ликвидации фонтана – сохранены обсадные колонны, фланцевая часть устьевой арматуры и спущенные в скважину бурильные трубы.

Ко второй группе относят фонтаны, действующие через разрушенное устье скважины и сопровождающиеся возникновением пожаров, грифонов и кратеров.

Из-за ограниченности разделения аварийных фонтанов всего на несколько групп приведённая классификация полностью не удовлетворяет многообразию геолого-технических обстоятельств, сопутствующих аварийным фонтанам.

Оценка параметров аварийно возникшего фонтана представляет собой важнейшую основу успешной его ликвидации.

Правильный выбор методов ликвидации фонтанов, основанный на объективных критериях, позволяет сократить сроки аварийных работ.

Ниже приведена классификация аварийных фонтанов по семи основным геолого-техническим и технологическим признакам (табл. 1):

- 1) фазовому составу фонтана;
- 2) пластовому давлению;
- 3) производительности фонтана (дебиту);
- 4) глубине вскрытия продуктивного горизонта;
- 5) конструкции и состоянию ствола фонтанирующей скважины;
- 6) пространственной ориентации ствола фонтанирующей скважины;
- 7) степени осложнённости фонтана.

Каждому из этих признаков присвоен условный номер от первого до седьмого.

Фонтаны с указанными признаками подразделяются на 2–4 категории, которые, в свою очередь, делятся ещё на 2–3 группы.

Эти подразделения характеризуются детальными технологическими особенностями фонтанов и пределами количественных оценок отдельных параметров.

Категория фонтанов по первому признаку

Фазовый состав аварийного фонтана определяет характер работ по его ликвидации, поэтому этот признак выдвигается в число основных.

В данном случае рассматриваем две категории аварийных фонтанов, различающихся по фазовому составу, – газовые и жидкостные, поскольку работы по ликвидации этих фонтанов принципиально различны. Промежуточные случаи (газонефтяные, нефтегазовые, водонефтяные) существенно не влияют на выбор метода ликвидации фонтанов. К какой категории отнести такие фонтаны, всегда можно решить, оценив основной вид продукции фонтана, определяющий его характер. Содержание воды в выбрасываемой фонтаном нефти не требует каких-то дополнительных градаций, поскольку характер работ по ликвидации такого фонтана определяется общим количеством выбрасываемой жидкости и напором в скважине.

Как газовый, так и жидкостный фонтаны могут постоянно или в течение какого-то периода выбрасывать песок и обломки других горных пород. Иногда это может приводить к серьёзным осложнениям работ.

Категория фонтанов по второму признаку

По признаку пластового давления аварийные фонтаны делятся на две категории – низконапорные и высоконапорные.

Фонтаны первой категории характеризуются пластовым давлением, не превышающим нормальное гидростатическое давление и градиент разрыва пород, слагающих вышележащие пласты. Фонтаны такого типа встречаются всё реже, и ликвидация их большого труда не составляет.

Таблица 1 – Классификация и характеристики аварийных фонтанов

1	2	Категории аварийных фонтанов			Основные группы фонтанов			9
		3	4	5	6	7	8	
Основные технологические и технические признаки аварийных фонтанов, определяющие условия применения методов ликвидации их ликвидации	Условный класс	Название	Характеристика	Индекс	Группы	Техническая и качественная характеристики	Индекс	Примечание
		1	I	газовый	из скважины выбрасывается газ	A1	-	
жидкостный	из скважины выбрасывается в основном жидкость			A2	-	-	-	
II	II	низконапорный	давление не превышает нормальное гидростатическое и градиент разрыва вышележащих пластов	B1	-	-	-	
		высоконапорный	давление превышает нормальное гидростатическое и градиент разрыва вышележащих пластов	B2	поддающиеся воздействию противодавлением	давление не превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру	-	
					не поддающиеся воздействию	давление превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру		
					не поддающиеся воздействию	давление превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производительность фонтана	III	слабые	$Q_2 \leq 500$ тыс. м ³ /сут. или $Q_{ж} \leq 100$ м ³ /сут.	B1	-	-	-	категория фонтана повышается (на одну) при приближении количества выбрасываемой сопутствующей продукции (газ или жидкость) к предельному значению его дебита по категории, определяемой дебитом скважины по основной продукции фонтана
		средние	$Q_2 \leq 500$ тыс.–1 млн м ³ /сут. или $Q_{ж} = 100-300$ м ³ /сут.	B2	-	-	-	
		сильные	$Q_2 = 1$ млн.–10 млн м ³ /сут. или $Q_{ж} = 300-1000$ м ³ /сут.	B3	-	-	-	
	очень сильные	$Q_2 > 10$ млн м ³ /сут. $Q_{ж} > 1000$ м ³ /сут.	B4	-	-	-	-	
Организация буровых работ	IV	разведочное бурение	геологические условия района работ не изучены (литология, продуктивность, наличие поглощающих пластов и т.д.)	Г1	приповерхностные	H < 500 м	-	
					глубинные	500 ≤ H ≤ 2000 м	-	
		эксплуатационное бурение	основные геологические сведения подтверждены материалами разведочного бурения (литология, глубина и мощность продуктивных и поглощающих пластов и т.д.)	Г2	труднодоступные	H > 2000 м	-	
					приповерхностные	H < 500 м	-	
			глубинные	500 ≤ H ≤ 2000 м	-			
					труднодоступные	H > 2000 м	-	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9											
Конструкция и состояние ствола скважины	IV	изолированные	все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными колоннами, зацементированными до устья (или до башмака предыдущей колонны, зацементированной до устья); в скважине имеется колонна бурильных труб	Д1	надёжно изолированные	обсадные колонны сохранили герметичность	-												
					ненадёжно изолированные	бурильная колонна цела. Герметичность обсадных колонн потеряна	-												
					ненадёжно изолированные и осложнённые	бурильная колонна цела. Герметичность обсадных колонн потеряна. Бурильный инструмент поврежден	-												
					надёжно изолированные	обсадные колонны сохранили герметичность	-												
		неизолированные	в разрезе скважины имеются отложения хорошо проницаемых и неустойчивых пород, не перекрытые обсадными колоннами; имеется колонна бурильных труб то же, но в скважине нет бурильных труб	Д2	ненадёжно изолированные	герметичность обсадных колонн нарушена	-												
					доступные гидро-динамическому воздействию	бурильная колонна сохранена	-												
					не доступные гидро-динамическому воздействию	герметичность бурильной колонны нарушена	-												
					то же	-	-												
				Д3				фонтанирование возможно как одновременно по трубному и затрубному пространству, так и раздельно по бурильным трубам или затрубному пространству											
									Д4										

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пространственная ориентация фонтанирующей скважины	IV	ориентированные	пространственное положение ствола фонтанирующей скважины подтверждено геофизическими исследованиями	E1	-	-	-	
		слабоориентированные	геофизические данные о пространственном положении фонтанирующей скважины имеются не по всей глубине или эти данные недостаточно убедительны	E2	-	-	-	
		неориентированные	пространственное положение ствола фонтанирующей скважины неизвестно	E3	-	-	-	
Осложнённость	VII	доступные	верхняя часть обсадной колонны сохранилась	Ж1	не горящие	пожара нет	-	учитываются также фактические признаки II, III, V, VI
		сложные	устье разрушено, образовался картер, имеет место грифообразование	Ж2	горящие не горящие	пожар пожара нет	-	

Вторая категория – высоконапорные фонтаны, которые являются сейчас преобладающими. Они связаны со вскрытием залежей нефти и газа с аномально высоким пластовым давлением, превышающим и нормальное гидростатическое давление, и градиент разрыва вышележащих пород. Следовательно, появляется опасность произвольных утечек нефти и газа, образования грифонов и повышенная опасность работы на устье фонтанирующей скважины.

По соотношению пластового давления и допустимых нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру скважины фонтаны второй категории можно разделить ещё на две группы (Б1 и Б2). Наибольшую опасность представляют фонтаны именно второй группы, так как превышение пластового давления над гидростатическим или градиентом разрыва пород лишает смысла всякие попытки ликвидировать фонтан путём герметизации устья скважины или путём задавки фонтана нагнетанием тяжёлых растворов.

Категория фонтанов по третьему признаку

Категории фонтанов по третьему признаку устанавливаются по объёму выбрасываемой основной продукции. Если количество попутного продукта также приближается к предельной величине для этой категории, фонтан следует отнести к категории, на одну превышающую ранее определённую. Например, фонтан, выбрасывающий 800 тыс. м³/сут. газа и 250 м³/сут. жидкости, следует отнести к категории сильных фонтанов В3.

Категория фонтанов по четвёртому признаку

По четвёртому признаку (организации буровых работ) скважины принято делить на разведочные и эксплуатационные.

Эту разбивку сохраняют и при оценке аварийных фонтанов, поскольку она отражает качественное различие и скважин, и возникающих при их бурении фонтанов. При бурении первых разведочных скважин на любом месторождении степень изученности геологических условий бывает недостаточной. Это обстоятельство накладывает особый отпечаток на разработку и осуществление методов ликвидации таких фонтанов – всегда остаётся значительный элемент неопределённости и риска.

Фонтаны каждой из этих категорий делятся на три группы:

- приповерхностные, когда глубина залегания кровли продуктивного горизонта (условно) не превышает 500 м;
- глубокие, когда глубина вскрытия продуктивного горизонта достигает 2000 м;
- труднодоступные, когда продуктивный горизонт вскрывается на глубине, превышающей 2000 м.

Такое деление больше отражает возможности современной буровой и геофизической техники, чем природную особенность фонтанов. С совершенствованием методики и техники определения пространственного положения стволов скважин, техники и технологии бурения наклонных скважин указанные выше предельные глубины могут быть изменены в сторону их увеличения.

Если скважиной вскрыто несколько продуктивных горизонтов, группу и категорию фонтана следует определять исходя из условий достижения самого глубокого горизонта.

Категория фонтанов по пятому признаку

Пятым важнейшим технологическим признаком аварийных фонтанов являются конструкция и техническое состояние ствола фонтанирующей скважины. По этому признаку фонтаны делятся на изолированные (Д1 и Д2) и неизолированные (Д3 и Д4).

К категории Д1 относятся аварийные фонтаны из скважин, в которых все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными колоннами, качество первичного цементирования которых не вызывает сомнений и в которых находится (или может быть спущена) колонна бурильных труб. Когда фонтан получен из таких же скважин, но в их стволе нет (и не может быть спущена) бурильной колонны, он относится к категории Д2.

Соответственно к категориям Д3 и Д4 относятся фонтаны, полученные из скважин, в разрезе которых оставлены открытыми потенциально поглощающие, напорные и неустойчивые пласты.

Фонтаны категорий Д1 и Д3 могут действовать как одновременно по бурильной колонне и её затрубному пространству, так и отдельно по трубам или по затрубному пространству.

Аварийные фонтаны категории Д1 делятся на три группы:

- надёжно изолированные, когда обсадные и бурильная колонны сохранили своё исходное состояние и герметичность каждой из них;
- ненадёжно изолированные, когда в результате износа или аварии герметичность обсадных колонн потеряна, но бурильная колонна цела. Следовательно, остаётся возможность подачи на забой скважины различных тяжёлых и тампонирующих растворов;
- ненадёжно изолированные и осложнённые, когда герметичность обсадных колонн нарушена, а колонна бурильных труб повреждена или находится ниже досягаемой в условиях фонтана глубины от дневной поверхности.

Фонтаны категории Д2 аналогично делятся на две группы. Аварийные фонтаны категории Д3 могут быть разбиты только на две группы, отличающиеся состоянием бурильной колонны, которое в подобных условиях приобретает очень важное значение.

Категория фонтанов по шестому признаку

Успешность подземных работ по ликвидации аварийных фонтанов путём бурения специальных скважин для отвода нефти и газа или закачки различных жидкостей в ствол фонтанирующей скважины или призабойную зону продуктивного пласта во многом зависит от наличия сведений о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины.

Если неизвестно положение ствола аварийной скважины, попытки вскрытия его специальными наклонными скважинами или создания гидродинамической связи между скважинами путём гидравлического разрыва пласта не принесут успеха. По этому признаку аварийные фонтаны делятся на три категории:

- ориентированные Е1, когда пространственное положение всего ствола скважины известно и подкреплено геофизическими данными;
- слабоориентированные Е2, когда геофизические (и другие) данные о положении ствола фонтанирующей скважины имеются не по всей глубине скважины или же когда достоверность геофизических данных вызывает сомнения;
- неориентированные Е3, когда никаких объективных данных о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины нет.

Категория фонтанов по седьмому признаку

По степени осложнённости аварийные фонтаны разделены на две категории:

- доступные Ж1 – верхняя часть обсадной колонны сохранилась. Фонтан действует только по обсаженному стволу скважины, грифообразование нет;
- сложные Ж2, когда устье скважины разрушено и вокруг него образовался кратер, имеются грифоны.

Каждая из указанных категорий фонтанов делится ещё на две группы в зависимости от воспламенения фонтана. Пожар над устьем фонтанирующей скважины или над образовавшимся кратером, горение грифонов – обстоятельства, серьёзно отягощающие работы по ликвидации аварийных фонтанов.

Классификация аварийных фонтанов по определённым объективным критериям позволяет дать быструю и объективную оценку любому аварийному фонтану, на основании которой принимаются решения о возможных вариантах ликвидации аварии.

Основные методы ликвидации аварийных фонтанов

Выбор метода ликвидации аварийного фонтана осуществляется после сбора и обработки всего полученного материала. Глубокий анализ полученных данных, техническая вооружённость и опыт позволяют выбрать наиболее оптимальный метод ликвидации аварийного фонтанирования и успешно провести работы. Борьба с аварийными фонтанами значительно осложняется, если вскрытый разрез сложен из устойчивых пород или если фонтанирование происходит через спущенную колонну обсадных

труб, т.к. в этих случаях дебит и давление струи фонтана соответствует потенциальным возможностям вскрытых пластов. Все открытые фонтаны по условиям их ликвидации можно подразделить на две группы.

1. Фонтаны, у которых имеется база на устье скважины для наведения запорно-устьевого сборки

Ликвидация таких фонтанов ведётся по следующей схеме: с устьевого обвязки, выбранной в качестве базы, снимается всё пришедшее в негодность оборудование, затем производится наведение запорно-устьевого сборки на устье фонтанирующей скважины и осуществляется либо прямая задавка скважины, либо лубрицирование, либо спуск труб в скважину под давлением и задавка через них фонтана.

2. Ликвидация открытых фонтанов путём герметизации устья скважины с её последующей задавкой жидкостью

Метод герметизации устья скважины с последующей задавкой жидкости появился давно и широко применяется на практике. Этим методом наиболее быстро ликвидируются аварии, и он достаточно прост технически, несмотря на многообразие вариантов его осуществления.

Метод основан на превышении забойного давления в фонтанирующей скважине над пластовым путём закачки в неё жидкости после герметизации устья скважины. Применяется он только в том случае, когда в скважину спущена и надёжно зацементирована обсадная колонна.

В противном случае после герметизации устья может произойти прорыв газа за обсадную колонну и возникнуть грифоны. Желательными условиями этого метода являются наличие сохранности базового фланца на устье фонтанирующей скважины и наличие колонны бурильных или насосно-компрессорных труб в её стволе.

В зависимости от конкретных геолого-технических и организационных условий для ликвидации аварийных фонтанов разработано и практически применено множество вариантов этого метода. Все известные приёмы герметизации устья фонтанирующих скважин можно представить в виде следующих схем:

- ремонт или замена устьевого противовыбросового оборудования на колонне обсадных труб;
- наведение специальных приспособлений на имеющуюся колонну бурильных труб или имеющееся на устье скважины, но пришедшее в негодность противовыбросовое оборудование (которые допускают свободный или принудительный спуск через них труб в скважину);
- установка специальных герметизирующих приспособлений в стволе фонтанирующей скважины при частичном разрушении верхней части обсадной колонны и устьевого оборудования. Наличие в стволе фонтанирующей скважины свободной и исправной колонны труб (бурильных, не зацементированных обсадных или насосно-компрессорных) всегда облегчает глушение аварийных фонтанов с устья.

В этом случае путём закачки в скважину через эту колонну труб воды или утяжелённых буровых растворов удаётся сначала снизить давление на устье скважины, а затем и окончательно её заглушить. В случае необходимости для этих целей в скважину спускаются бурильные или насосно-компрессорные трубы, свободно или принудительно.

Ликвидация открытых фонтанов путём создания искусственного пакера (пробки) в кольцевом пространстве ствола скважины

Метод основан на превышении забойного давления в фонтанирующей скважине над пластовым путём закачки в неё жидкости после создания искусственного пакера в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными (или насосно-компрессорными) трубами ниже места повреждения колонны или между стенками скважины и спущенными в неё трубами, ниже интервала возможного разрыва горных пород давлением газа при глушении фонтана. Применяют его при опасности возникновения грифонов в процессе герметизации устья скважины.

Если в скважине отсутствуют бурильные трубы, то на устье скважины устанавливают приспособление для спуска труб под давлением и на насосно-компрессорных

или бурильных трубах производят спуск «фонаря». После этого через лубрикатор во внутреннюю полость труб вводят алюминиевые шары, которые при прокачке в трубы глинистого раствора, выносятся из труб, подхватываются восходящим потоком флюида и газа и прижимаются к «фонарю». Вслед за шарами подаётся порция тампонирующего материала (пакля, обрезки клинового ремня, резиновая и асбестовая крошка и др.), уплотняющих зазор между шарами под «фонарём», вследствие чего прекращается доступ флюида и газа на дневную поверхность по кольцевому пространству скважины. После этого производится глушение скважины последовательной закачкой воды, а затем промывочной жидкостью необходимой плотности.

Фонтаны, у которых нет базы на устье скважины для наведения запорно-устьевого сборки, а также при негерметичной обсадной колонне

В тех случаях, когда возможность ликвидации аварийных фонтанов путем производства работ по герметизации устьев фонтанирующих скважин становится нерезультативной, обычно применяют комплекс подземных работ, направленный:

- на непосредственное соединение со стволом аварийной скважины с помощью специальных наклонных скважин и осуществление через них отвода газа и жидкости, а также закачку воды, глинистых или тампонажных растворов;
- на блокирование забоя фонтанирующей скважины путем бурения вокруг неё галереи специальных скважин, через которые интенсивно отбирают нефть и газ, чтобы уменьшить их приток к забою аварийной скважины, или же нагнетают воду и различные буровые и тампонажные растворы в продуктивный пласт с целью прекращения или затруднения притока нефти и газа к забою фонтанирующей скважины.

Для соединения со стволом аварийной скважины на достаточной глубине, определяемой из соотношения между пластовым и гидростатическим давлением столба жидкости в аварийной скважине, производится бурение одной или нескольких специальных наклонно-направленных скважин. Конструкция и профиль наклонных скважин определяется конкретными геолого-техническими условиями (глубина интервала соединений, устойчивость и газонефтенасыщенность разреза, расстояние между скважинами на дневной поверхности) в общем виде обеспечивающие:

- предотвращение преждевременной стыковки стволов аварийной и наклонной скважин и аварийного фонтанирования по стволу наклонной скважины;
- возможность бурения наклонных скважин с высокой скоростью и высокой точностью ориентирования;
- получение потока газа или жидкости с давлением, равным пластовому в момент соединения стволов скважин.

Вероятность прямого соединения стволов скважин на глубинах 1500–2000 м. и более является проблемой, т.к. очень часто не имеется сведений о фактическом пространственном положении ствола аварийной скважины. Даже если есть и «точные» сведения об азимуте и величине отклонения ствола фонтанирующей скважины, нужно помнить, что рассчитывать на встречу стволов скважин диаметром 250–300 мм очень трудно. Кроме того, подобные же ошибки неизбежно вкрадываются и в оценку действительного положения ствола наклонной скважины.

Тогда вероятность нахождения и вскрытия ствола фонтанирующей скважины становится ещё меньшей. Поэтому обычно приходится бурить не одну, а несколько скважин, однако и эта мера часто оказывается неэффективной.

Были предложены более свободные методы создания гидродинамической связи между стволами фонтанирующей и специальных наклонных скважин:

- гидравлический разрыв пласта, захватывающий стволы обеих скважин;
- соединение стволов путем размыва перемычки (в отложениях каменной соли) между скважинами;
- соединение стволов скважин путём разрушения перемычки между ними взрывом.

К сожалению, эти методы иногда тоже оказываются неэффективными.

Наиболее отработанным и общим методом соединения стволов аварийной и специальных наклонных скважин является гидравлический разрыв пласта с целью создания устойчивой гидродинамической связи между скважинами.

Даже если удаётся создать связь между скважинами, это ещё не означает, что фонтан обязательно будет ликвидирован. Для ликвидации фонтана необходимо успевать подавать в скважину достигнутое количество жидкости. Для этого пропускная способность канала, по которому будут подавать жидкость в ствол фонтанирующей скважины, должна быть высокой.

Минимально необходимое для ликвидации газового фонтана количество жидкости, которое должно быть подано в ствол аварийной скважины, определяется из уравнения:

$$Q_{ж} = Q_{г} \cdot \frac{\gamma_{г} \cdot H_{г}}{\gamma_{ж} \cdot H_{ж}} \cdot k,$$

где $Q_{ж}$ – необходимое количество жидкости для ликвидации фонтана, м³/с; $Q_{г}$ – дебит скважины по газу, м³/с; $\gamma_{г}$ – плотность газа, г/см³; $\gamma_{ж}$ – плотность жидкости, используемой для ликвидации фонтана, г/см³; $H_{г}$ – глубина залегания продуктивного пласта, м; $H_{ж}$ – глубина подачи жидкости в ствол аварийной скважины (соединение стволов или спуск труб), м; k – безразмерный коэффициент, равный отношению пластового давления к устьевому давлению.

В зависимости от производительности фонтана количество жидкости может изменяться от нескольких десятков до нескольких сотен литров в секунду.

Практика показала, что методу ликвидации аварийных фонтанов путём бурения серии наклонных скважин присущи некоторые преимущества перед наземными методами глушения фонтанов – этот метод более универсален, менее опасен для людей, при определённых условиях может применяться очень широко.

Этому методу также присущи серьёзные недостатки:

- техническая трудность сближения стволов фонтанирующей и специальных наклонных скважин, которая возрастает по мере увеличения глубины бурения скважин;
- постоянная опасность получения неожиданных новых фонтанов через стволы наклонных скважин;
- трудность создания устойчивых и достаточных по пропускной способности каналов связи стволов;
- затяжной характер работ по ликвидации фонтанов, их высокая капиталоемкость, потери больших количеств нефти и газа;
- трудность влияния на действие фонтана из скважины, вскрывающей многопластовую залежь, несколько залежей или мощный пласт газонасыщенных трещиноватых горных пород.

Такие фонтаны ликвидируются различными методами:

- 1) созданием воронки депрессии в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через наклонные скважины;
- 2) подземным взрывом большой мощности в наклонной скважине, который создаёт условия для ликвидации каналов движения пластовых флюидов;
- 3) созданием дополнительных сопротивлений движению газа в пласте или в стволе фонтанирующей скважины.

Однако для первого метода требуется высокая точность проводки наклонной скважины и необходимо знать положение в пространстве забоя фонтанирующей скважины. В связи с этим метод в практике широко не применяется.

Наиболее широко распространён третий метод.

Ликвидация открытых фонтанов интенсивным отбором газа через наклонные скважины из призабойной зоны фонтанирующей скважины

Метод основан на снижении пластового давления в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через ранее пробуренные наклонные скважины. Для его осуществления требуется сооружение нескольких, интенсивно эксплуатирующихся в течение длительного периода времени наклонных скважин (4–5) вокруг фонтанирующей.

Ликвидация открытых фонтанов заводнением газового пласта в призабойной зоне фонтанирующей скважины

Метод основан на снижении притока газа к забою фонтанирующей скважины за счёт увеличения сопротивления в продуктивном горизонте при введении в него жидкости. Для его осуществления требуется сооружение нескольких наклонных скважин для подачи воды в пласт в больших количествах.

Необходимый объём воды и минимальный темп её закачки определяются расчётом. Ликвидация фонтана методом заводнения газового пласта применяется редко и требует строительства целого комплекса насосного хозяйства. Этот метод используется в нефтяных скважинах, когда вода подаётся в законтурные скважины по кольцу, а нефтяные скважины находятся в центре.

Ликвидация открытых фонтанов отводом газа в наклонные скважины

Метод можно применять в том случае, если имеются специально пробуренные наклонные скважины или при наличии большого кратера на устье фонтанирующей скважины, заполненной жидкой пульпой, и надёжного соединения (сообщения) стволов фонтанирующей и наклонной скважин выше газового пласта. Метод основан на заполнении ствола фонтанирующей скважины кратерной пульпой при выпуске газа из наклонной скважины.

Выбор метода ликвидации аварийного фонтана

ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт» ведёт работы по подземному и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин в Краснодарском крае. В состав ООО «КНГ-Ремонт» входят:

- Славянский цех подземного и капитального ремонта скважин;
- Ахтырский цех подземного и капитального ремонта скважин;
- Хадыженский цех подземного и капитального ремонта скважин;
- Филиал технологического транспорта;
- Исполнительная дирекция.

Славянский цех капитального и подземного ремонта скважин ООО «КНГ-Ремонт» ведёт работы по подземному и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин в Крымском и Славянском районах Краснодарского края.

Авария допущена бригадой капитального ремонта скважин на скважине № 551 Троицкая площадь, расположенная на территории Крымского района в 20 км от ст. Троицкая (приложение № 1).

Конструкция скважины:

1. Кондуктор:	245×9,5 (300 м).
2. Эксплуатационная колонна:	146×7Д (1258,3–1571 м).
3. Забой:	1498,8 м.
4. Интервал фильтра:	1498,4–1493,4 м.
5. Колонная головка:	ГКМ 125-146-219-245
6. Фонтанная арматура:	АФКЗЭ21.00.00.000ПС
7. Рабочая часть ППФ в интервале:	1498,4–1497,4 м.
8. Пластовое давление:	143,8 кгс/см ² .

Описание выполненных работ

Ремонтная бригада 21.09.2004 г. переехала на скважину № 551 Троицкая. Согласно плана работ необходимо было произвести ревизию противопесочного фильтра (ППФ), намыв песка и спуск ППФ с пакером, циркуляционным клапаном и 2 ряда насосно-компрессорных труб (НКТ).

До 27.09.2004 г. произвели:

Монтажные работы по установке агрегата для ремонта скважин А-50 и вспомогательного оборудования, глушение скважины солевым раствором удельным весом 1,14 г/см³, установлено противовыбросовое оборудование ОП 156-320 (превентор ППГ 156×320, укомплектованный трубными плашками Д-73×5,5 мм и глухими плашками) и опрессовано на герметичность давлением 150 атм.

Произведены работы по подъёму внутрискважинного оборудования (НКТ Ø – 73×5,5Д, верхний пакер Ø 118 мм, циркуляционный клапан).

После соединения колонны НКТ с нижним пакером и НПФ произвели расхождение труб для срыва нижнего пакера (Ø 118 мм), и подъём 500 м (52 шт.) НКТ Ø 73 мм. При срыве и подъёме пакера произошло поршневание (т.к. зазор между стенкой обсадной колонны и пакером составлял 3 мм на сторону), в результате этого в скважину поступил газ из пласта (образовался газовый пузырь). Т.к. НПФ был закольматирован, циркуляция через НКТ отсутствовала и подъём труб производился вместе с промывочной жидкостью («сифоном»). Контроль за объёмом доливаемого раствора и уровнем жидкости в скважине не производился, в течение подъёма НКТ в скважину было доливо 1 м³ солевого раствора вместо расчётного 2,105 м³.

В 19.00 работы первой сменой были прекращены и произведена герметизация устья скважины: закрыт плащечный превентор без механической фиксации (вместо установки планшайбы), подвеска колонны НКТ была установлена на клинья гидроротора (вместо оставления колонны НКТ на талевой системе в подвешенном состоянии). На колонну НКТ установлен шаровой кран, закрыты все задвижки на устье скважины и блоках глушения и дросселирования, что исключало возможность контроля за давлением на устье скважины.

Обстоятельства аварии

В начале работы при открытии задвижки на затрубном пространстве произошёл хлопок и начался интенсивный выход газа из затрубного пространства. Собрали нагнетательную линию и подбились в трубное пространство, надавили давлением 100 атм., обнаружили, что нет циркуляции. При стравливании давления на ЦА-320 давление в затрубном пространстве не падало. Закрыв задвижку на линии нагнетания, бурильщик вышел по радию на дежурного технолога, сообщил ему о наличии давления в затрубном пространстве 40 атм. и получил задание наблюдать за скважиной. Примерно через час бурильщик обнаружил пропуск газа через трубные плашки превентора и сообщил об этом дежурному технологу.

Давление в затрубном пространстве при этом выросло до 45 атм. Технолог дал задание произвести закачку солевого раствора в затрубное пространство на поглощение в скважину. При проведении прокачки пропуски через трубные плашки превентора увеличились и закачку остановили, доложили дежурному технологу, который дал задание стравить давление через линию дросселирования. Начался интенсивный выход газа из линии дросселирования. Приехал технолог и дал задание заглушить А-50, обесточить бригаду, пустить газ через отводы превентора и вызвать АВО. Дальнейшие работы проводились АВО под руководством штаба по ликвидации газопроявления.

Комиссия после изучения представленных материалов и осмотра оборудования пришла к выводу, что ситуация развивалась следующим образом.

Бурильщик перед началом работ не ознакомился с записью в вахтовом журнале и не знал об отсутствии циркуляции в скважине. Поэтому он открыл шаровой кран, увидел, что давление в колонне НКТ отсутствует, и решил, что давления в скважине нет. Определить давление по манометрам он не мог, т.к. они были отсечены задвижками № 7; 1. После этого он открыл плащечный превентор.

Вследствие длительного простоя (4 часа) газовый пузырь поднялся до устья, и скважина находилась под давлением.

При открытии ПВО произошёл выброс скопившегося газа (хлопок), бурильщик закрыл превентор. Однако из-за открытия превентора под давлением произошёл вырыв куска резины с трубной плашки превентора. Кроме того, из-за разгрузки колонны НКТ на гидроротор произошло смещение колонны и неполная герметизация устья скважины.

В дальнейшем вахта предпринимала попытки прокачать скважину. По прибытии инженера-технолога бригада получила задание вызвать работников АВО.

Работы по ликвидации открытого фонтана

На скважину прибыла оперативная группа Ахтырского военизированного отряда. Были произведены замеры загазованности и отбиты границы опасной зоны. Было принято решение отложить все работы на утро до организации орошения, подхода

техники и завоза необходимого оборудования. Утром скважина была обследована, замерена загазованность возле устья. Обследование показало, что скважина работает по отводам и через превентор. При этом задвижка ЗМС 65х210 крестовины колонной головки на блок дросселирования разрушена (остался лишь один фланец), отвод на блок глушения в рабочем состоянии (размыта лишь отводная линия после блока), дистанционная катушка и надпревенторная катушка размыты до нижнего фланца, гидроротор размыт, подвеска НКТ на устье отсутствует.

Штабом было принято решение: произвести растаскивание мешающего оборудования и произвести пробное закрытие глухих плашек ППГ 156х320 с целью проверки его работоспособности и выявления возможного наличия упавшего лифта внутри превентора.

От скважины был отбит от линии и отогнан агрегат ЦА-320, оттащены мостки с НКТ и пульт ГУЛ с линиями. Далее к превентору подбили гибким шлангом баллон с инертным газом (аргон) и произвели закрытие-открытие глухих плашек – превентор держит. По дополнительному плану штаба далее работы производили в следующем порядке:

- с помощью гидрострубцин демонтировали оставшийся фланец размытой задвижки на блок дросселирования (привод гидрострубцин осуществлялся от баллона с аргоном);
- закрыли исправную задвижку на крестовине на блок глушения;
- установили на крестовину шарнир для наведения задвижки ЗМС 65х210 и навели её с помощью канатной оснастки;
- прокрепили наведённую задвижку и демонтировали шарнир;
- смонтировали на блок глушения приспособление для тампонирувания и линию глушения на тампонажные агрегаты, спрессовали её на 250 атм.;
- подключили к превентору линию от баллона с аргоном и закрыли глухие плашки, появились незначительные пропуски газа;
- открыли задвижку на крестовине на линию и начали подачу раствора в скважину;
- после того, как из наведённой задвижки вместе с газом пошёл раствор, закрыли её.

Далее при давлении на агрегате $P = 135$ атм. была произведена задавка скважины в лоб на поглощение глинистым раствором удельным весом $1,22$ г/см³.

Приложение № 1

ООО «КНГ-Ремонт»
скважина № 551 площадь Троицкая
Крымский район Краснодарский край

АКТ визуального осмотра места происшествия

29.09.2004 г. произведён внешний осмотр места возникновения и ликвидации газопроявления на скважине № 551 Троицкая.

В результате осмотра установлено следующее:

1. На крестовине установлен превентор ППГ 156х320 с двумя ручными дистанционными пультами управления. Трубные плашки размыты (нет резиновых уплотнений) и закрыты, глухие плашки закрыты. В качестве сосуда под давлением установлен газовый баллон с аргоном. Верхняя половина превентора на месте установки надпревенторной катушки имеет прорезь шириной примерно 20 мм, длиной примерно 40 мм и глубиной примерно 250 мм.

2. К линии глушения через манифольд присоединён агрегат ЦА-320. На линии дросселирования установлена задвижка ЗМС 65х210.

3. Над скважиной установлен устьевой блок и рядом основание с находящимся на нём агрегатом А-50, на гидравлическом индикаторе веса (ГИВ-6) разбита крышка и отсутствует диаграмма (бумага размякла от воздействия воды).

4. Агрегат А-50 в исправном состоянии, ручка тормоза не зафиксирована и находится в горизонтальном положении.

5. На площадке устьевого блока находится незначительно повреждённый гидроротор, размытая надпревенторная катушка, планшайба с тройником и двумя задвижками, прорезанная катушка, на которой был установлен гидроротор.

6. Сбоку к устьевому блоку прислонён промывочный шланг, к которому присоединён шаровый кран КШ-73. К шаровому крану присоединена через муфту труба НКТ-73 длиной примерно 1,6 м с прорезанным песком концом, рядом находится кусок трубы НКТ-73 длиной примерно 0,8 м с прорезанными песком концами.

7. Линия глушения длиной примерно 55 м собрана, установлена на опорах, присоединена к скважине. Линия дросселирования длиной примерно 57 м собрана, установлена на опорах и отсоединена от скважины.

8. На расстоянии примерно 9 м от устья скважины находится доливная ёмкость и ёмкость с запасом жидкости глушения.

9. Приёмные мостки со стеллажами и находящимися на них НКТ находятся на расстоянии примерно 45 м от устья скважины.

10. Культбудка и инструменталка находятся на расстоянии примерно 50 м от устья скважины.

11. Территория скважины незамазученная. На устье скважины имеются незначительные подтёки глинистого раствора.

12. Скважина герметична, давление на буфере 20 атм.

Литература:

1. Булатов А.И., Рябченко В.И., Сибирко И.А., Сидоров К.А. Газопроявления в скважинах и борьба с ними. – М. : Издательство «Недра», 1969. – 278 с.

2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Издательство «Недра», 1993–1996. – Т. 1–4.

3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : справочное пособие в 6 томах. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000–2004. – Т. 1–6.

4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.

5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

6. 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.

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. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

9. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.

10. 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.

11. 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.

12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.

14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.

15. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 198 с.

16. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам) // 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. 11–13.

17. Булатов А.И. Мифы о сцеплении как факторе обеспечения герметичности крепи 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. 17–21.

18. Белей И.И. Способы компенсации контракции при твердении портландцементных растворов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 43–49.

19. Гнибидин В.Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок // 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. 54–59.

20. Лышко Г.Н. Материалы и технологии герметизации заколонного пространства скважин. Вчера, сегодня, завтра // 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. 152–153.

21. 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 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 230–231.

References:

1. Bulatov A.I., Ryabchenko V.I., Sibirko I.A., Sidorov K.A. Gas-manifestations in wells and fight against them. – M. : Nedra publishing house, 1969. – 278 p.

2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. The reference book by the engineer on drilling in 4 volumes. – M. : Nedra publishing house, 1993–1996. – Т. 1–4.

3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation: the handbook in 6 volumes. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000–2004. – Т. 1–6.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Companion of the driller: the handbook in 2 books. – M. : Nedra publishing house, 2014. – Т. 1–2.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverдловin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring washing fluids: manual. – Novochoerkassk : Face, 2014. – 374 p.

14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2016. – 290 p.

15. Shevtsov V.D. Prevention of gas-manifestations and emissions when drilling deep wells. – M. : Nedra publishing house, 1988. – 198 p.

16. The concept of quality of the drilled oil and gas wells (A.I. Bulatov address to descendants) // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 11–13.

17. Bulatov A.I. Myths about coupling as a factor of ensuring tightness of a timbering of wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 17–21.

18. Beley I.I. Ways of compensation of a counteraction when curing the portlandtsementnykh of solutions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 43–49.

19. Gnibidin V.N. Results of researches in the field of prevention of loss of tightness of annular space of wells as a result of influence static and dynamic loads // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 54–59.

20. Lyshko G.N. Materials and technologies of sealing of behind-the-casing space of wells. Yesterday, today, tomorrow // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 152–153.

21. Rakhimov A.K., Rakhimov A.A. Quality of cementation – guarantee of success of prospecting works and development of fields // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 230–231.

УДК 553.048

**ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ
I И II ГОРИЗОНТА КЛЮЧЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И ОБЪЁМА ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

**EVALUATION OF THE STATE OF PRODUCTION OF RESERVES
OF I AND II HORIZONS OF THE KLYUCHEVOYE FIELD
AND THE VOLUME OF RESIDUAL RECOVERABLE OIL RESERVES**

Ваулина Анна Вячеславовна

Специалист 2 категории
отдела геологического моделирования
и подсчёта запасов углеводородов,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
avvyacheslavova@mail.ru

Савенок Ольга Владимовна

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

Яковлев Алексей Леонидович

Вице-президент по развитию
инвестиционных проектов,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@kngk-group.ru

Аннотация. В статье проведена оценка состояния выработки запасов и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа, а также обоснование выбора варианта доразработки и рассмотрение рекомендаций по извлечению остаточных запасов нефти I и II горизонтов майкопских отложений Ключевого месторождения. На основании полученных данных по месторождению проанализирован имеющийся промыслово-геофизический и геологический материал. Рассмотрены и обоснованы варианты разработки месторождения. На основании выбранного варианта выполнено технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, подсчитаны начальные и остаточные извлекаемые запасы углеводородов продуктивных горизонтов. Рассмотрены рекомендации по извлечению остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа, которые являются самыми эффективными для Ключевого месторождения на данной стадии разработки.

Ключевые слова: оценка состояния выработки запасов месторождения; объём остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа; промыслово-геофизический и геологический материал; анализ текущего состояния разработки; обоснование и выбор варианта разработки; оценка остаточных извлекаемых запасов; анализ выработки запасов.

Vaulina Anna Vyacheslavovna

Specialist of the 2nd category
of the department of geological modeling
and calculation of hydrocarbon reserves,
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific
and Technical Center»
avvyacheslavova@mail.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

Yakovlev Aleksey Leonidovich

Vice President for Investment
Project Development,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@kngk-group.ru

Annotation. The article assesses the state of development of reserves and the volume of residual recoverable reserves of oil and dissolved gas, as well as the rationale for choosing an additional development option and considering recommendations for extracting residual oil reserves of horizons I and II of the Maykop deposits of the Klyuchevoye field. Based on the obtained data on the field, the existing geophysical and geological material was analyzed. Considered and justified options for field development. On the basis of the chosen option, a feasibility study of oil recovery coefficients was completed, the initial and residual recoverable hydrocarbon reserves of the productive horizons were calculated. Considered recommendations for the extraction of residual recoverable reserves of oil and dissolved gas, which are the most effective for the Klyuchevoye field at this stage of development.

Keywords: assessment of the development of reserves; the volume of residual recoverable reserves of oil and dissolved gas; geophysical and geological material; analysis of the current state of development; justification and choice of development options; assessment of residual recoverable reserves; stock analysis.

Для того чтобы оценить остаточные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа, сначала необходимо определить вариант разработки, согласно которому будут эксплуатироваться объекты разработки и выбран коэффициент извлечения нефти. С помощью КИН рассчитываются начальные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа, а затем с учётом фактически накопленной добычи и остаточные извлекаемые запасы.

Анализ текущего состояния разработки

Горизонт I

Геологические запасы I горизонта Ключевого месторождения составляют 9212 тыс. тонн нефти.

Карта накопленных отборов нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. I горизонта Ключевого месторождения показана на рисунке 1, карта текущих отборов нефти и жидкости – на рисунке 2.

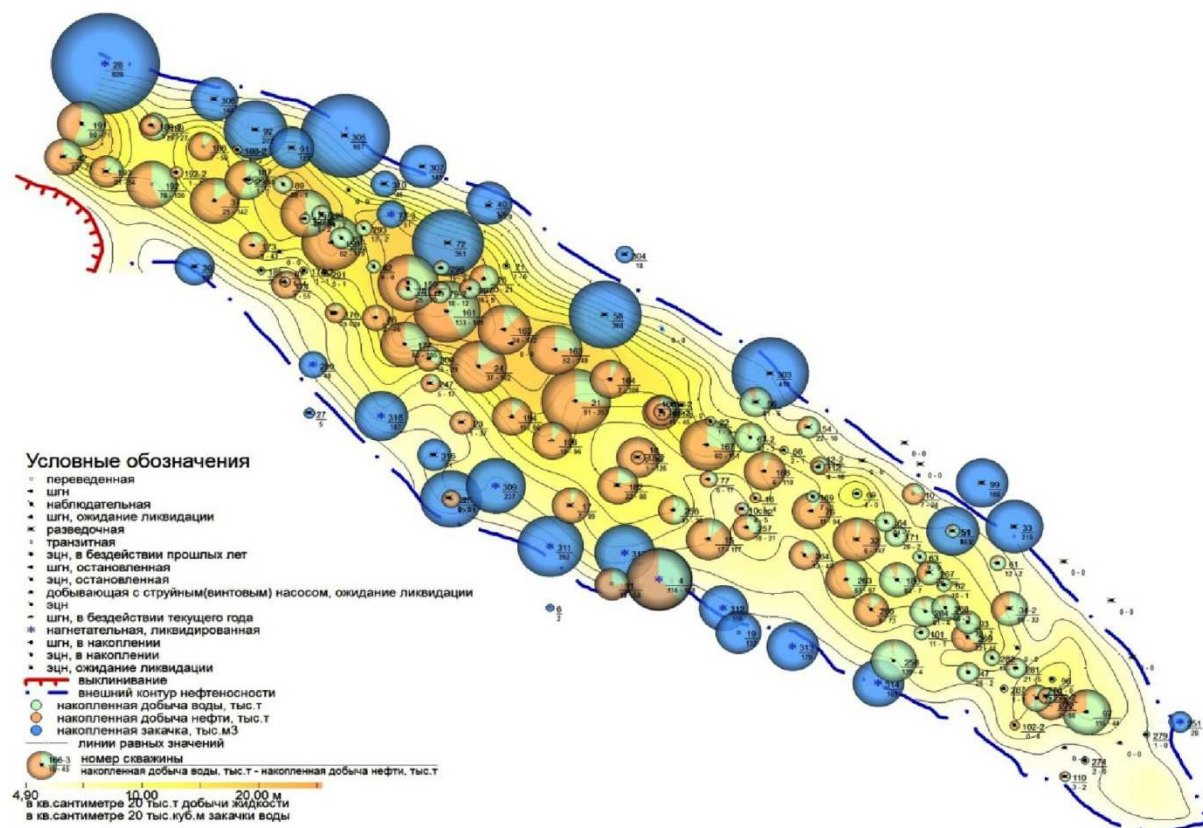


Рисунок 1 – Карта накопленных отборов нефти и жидкости на 01.01.2017 г. Ключевого месторождения I горизонта

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи I горизонта отобрано 4610 тыс. тонн нефти, 7195 тыс. тонн жидкости, закачано 6486 тыс. м³ воды, текущая обводнённость 90 %.

Всего на I горизонте перебивалась в эксплуатации на нефть 141 скважина, в том числе 58 переведены с других горизонтов и 19 переведены из нагнетательных со II горизонта Ключевой залежи. Под закачкой пребивалось 33 скважины, 18 из которых переведены с других горизонтов и 3 из добывающих. Также было работало 4 водозаборных скважины, 1 из которых переведена из нагнетательных.

На 01.01.2017 г. действуют добывающих 25 скважин и 1 водозаборная.

Начальный режим разработки горизонта – естественный упруговодонапорный с переходом на поддержание пластового давления через законтурные и приконтурные нагнетательные скважины.

По карте накопленных отборов нефти и жидкости и суммарной закачки видно, что приконтурной закачкой была охвачена довольно равномерно вся залежь, наиболее высокие объёмы закачки воды были в скважинах северной части, особенно в скважинах №№ 28, 305 и 303, в которые в сумме закачано 828, 557 и 410 тыс. м³ воды соответственно. Высокая приёмистость нагнетательных скважин в течение 1957–1961 гг. обеспечила максимальные объёмы закачки воды – 388,0–214,0 тыс. м³/год при небольшом фонде нагнетательных скважин – 12. В этот период компенсация отборов пластовых жидкостей закачкой составляла 121,5–89,6 %. Этот уровень компенсации

С 2008 по 2016 годы со II горизонта было переведено 14 скважин. Следует отметить, что эффективность мероприятий оказалась низкой. К 2017 году из 14 скважин только 8 находятся в действующем фонде и работают со средней обводнённостью 95 %, остальные в ожидании ликвидации, либо ликвидированы.

За 2016 год добыча нефти составила 26,1 тыс. тонн, жидкости 253,9 тыс. тонн.

Распределение скважин по текущим и накопленным показателям приведено на рисунках 3–8.

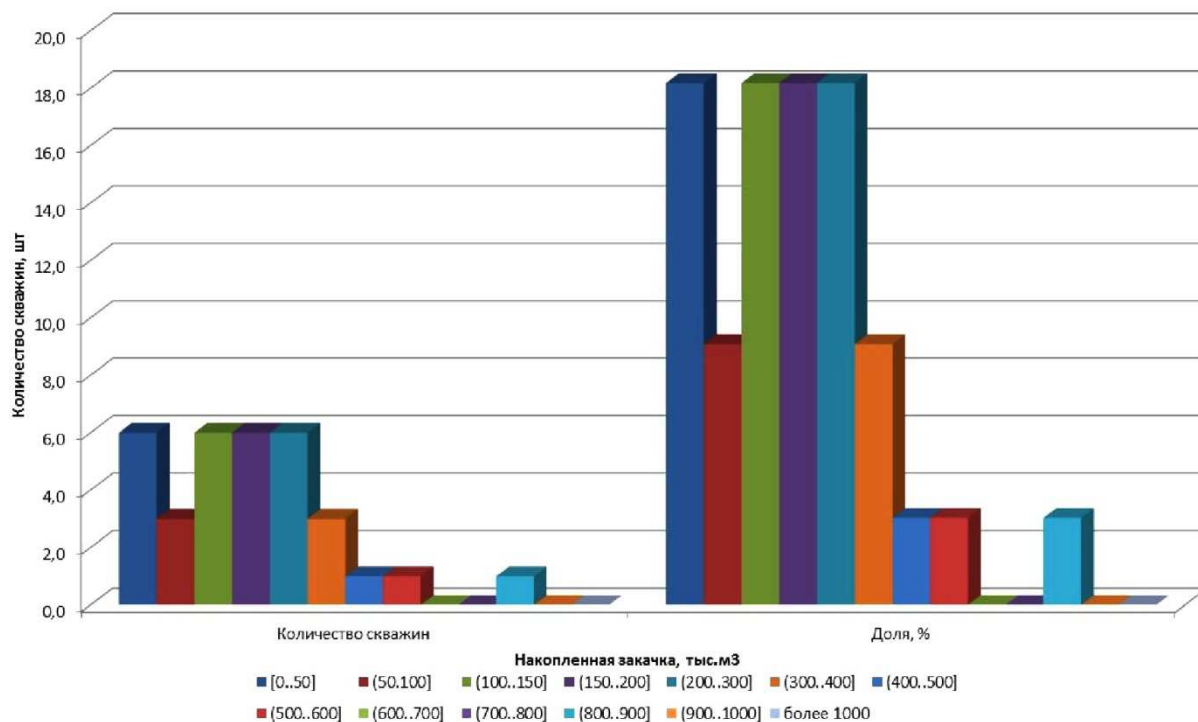


Рисунок 3 – Распределение закачки по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

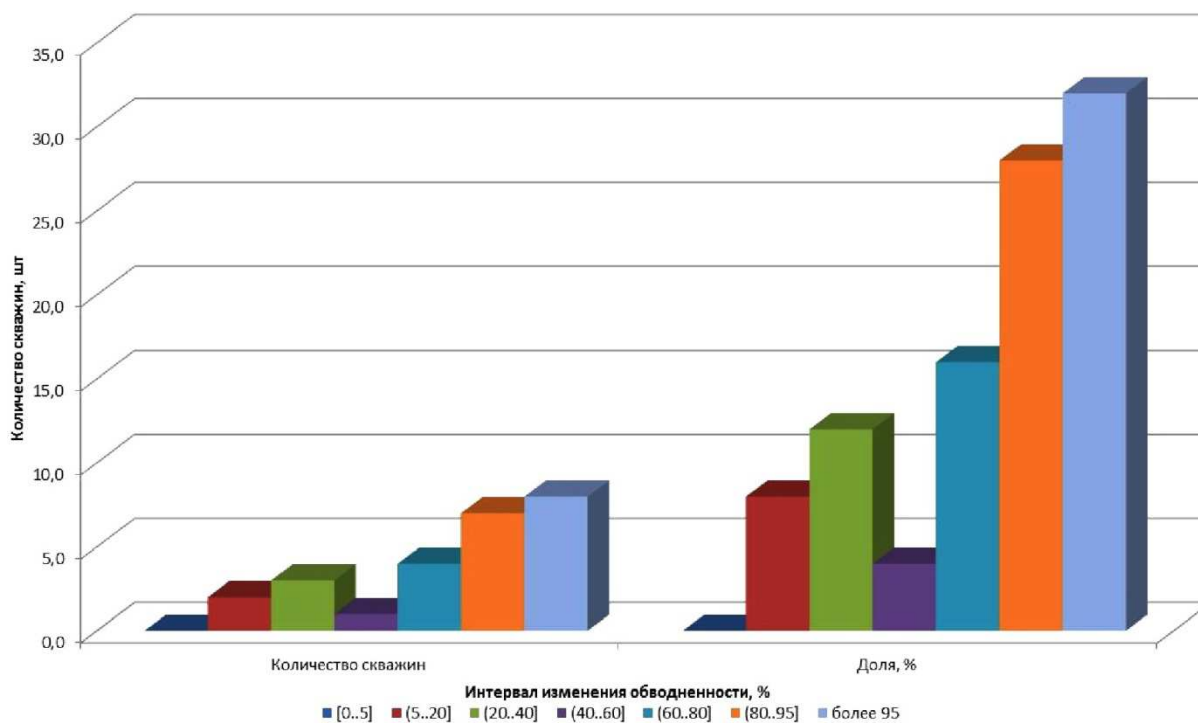


Рисунок 4 – Распределение обводнённости по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

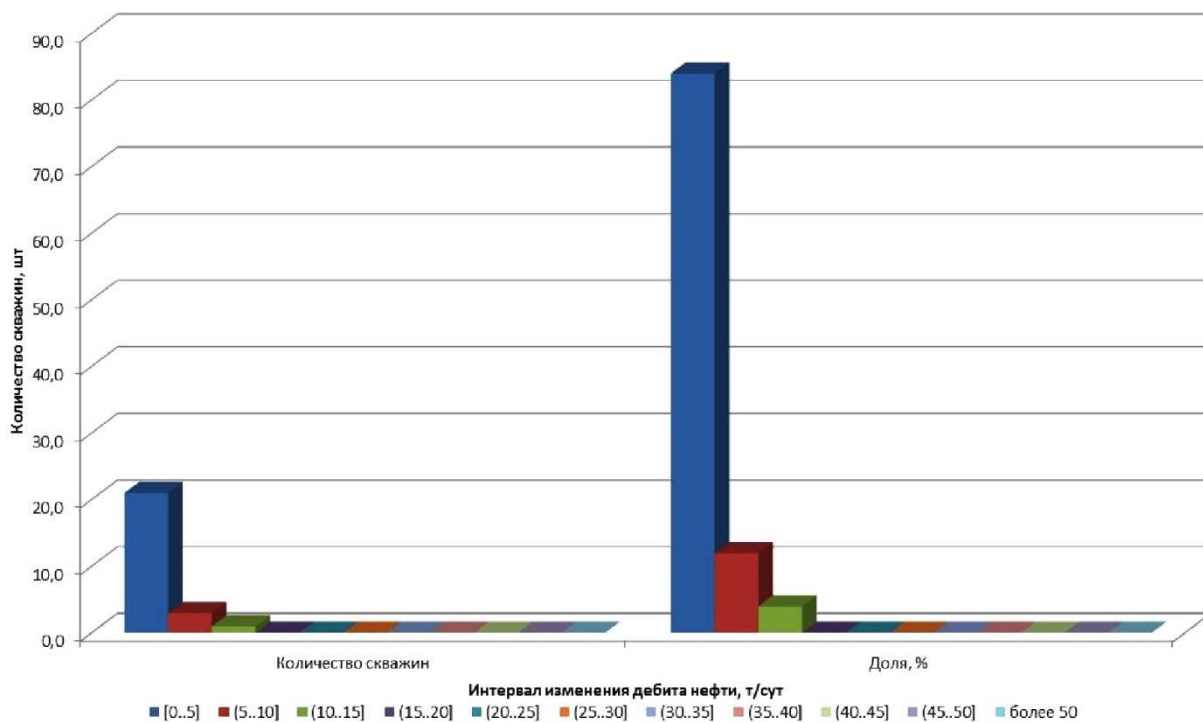


Рисунок 5 – Распределение дебита нефти по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

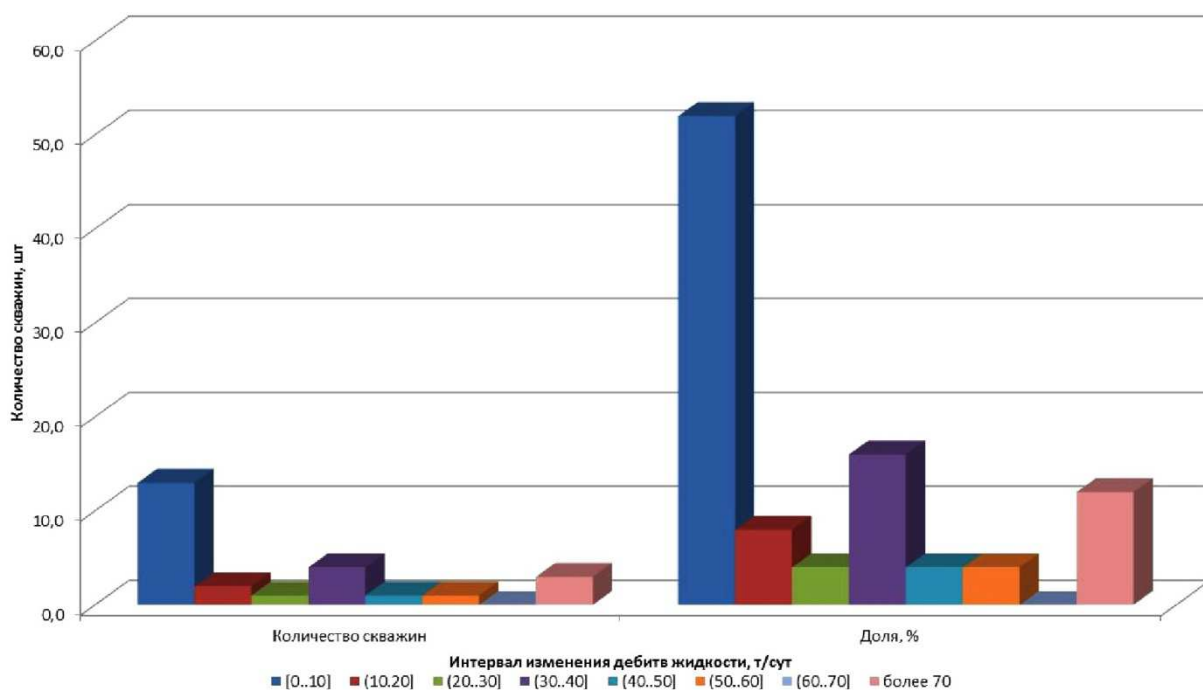


Рисунок 6 – Распределение дебита жидкости по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

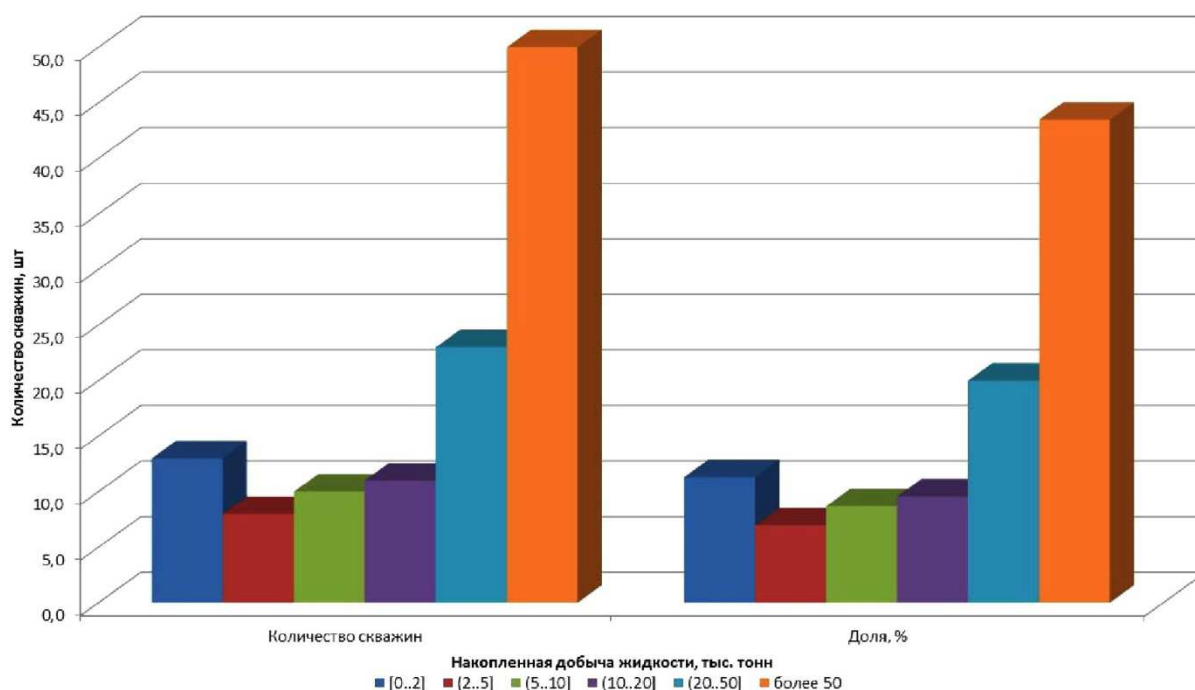


Рисунок 7 – Распределение накопленной добычи жидкости по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

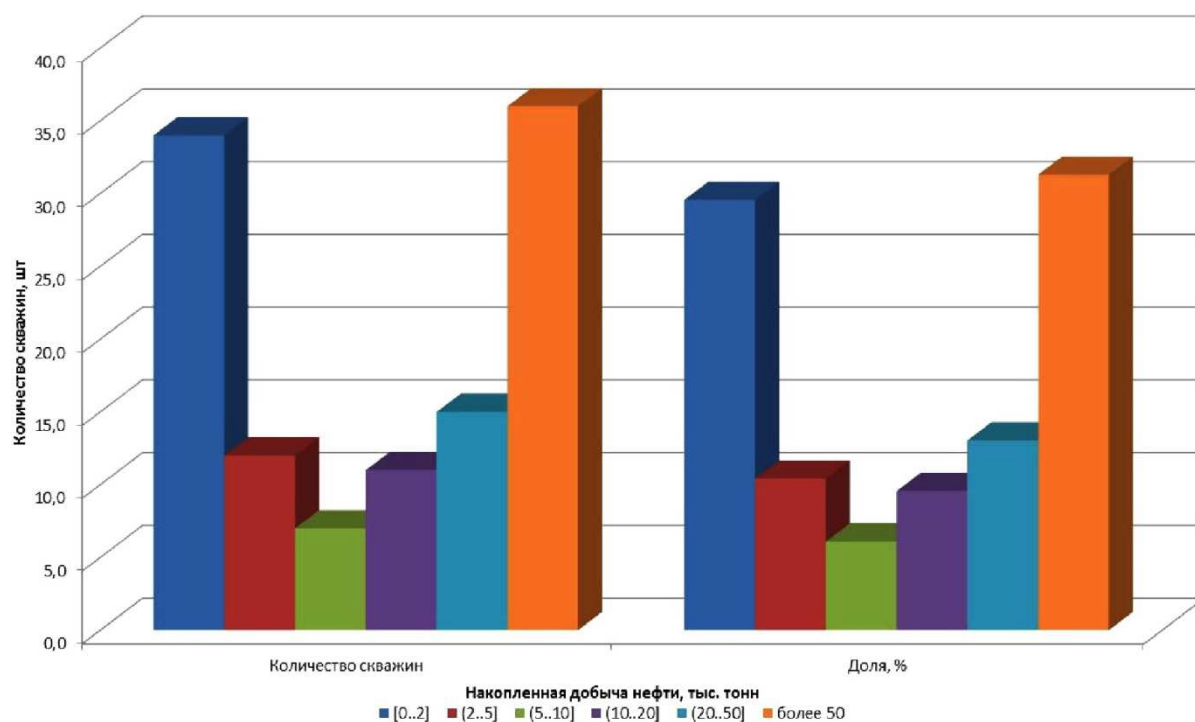


Рисунок 8 – Распределение накопленной добычи нефти по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

Горизонт II

Геологические запасы II горизонта Ключевого месторождения составляют 10690 тыс. тонн нефти.

Карта накопленных отборов нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. II горизонта Ключевого месторождения показана на рисунке 9, карта текущих отборов нефти и жидкости – на рисунке 10.

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи II горизонта отобрано 4103 тыс. тонн нефти, 6031 тыс. тонн жидкости, закачано 6057 тыс. м³ воды, при текущей обводнённости 93 %.

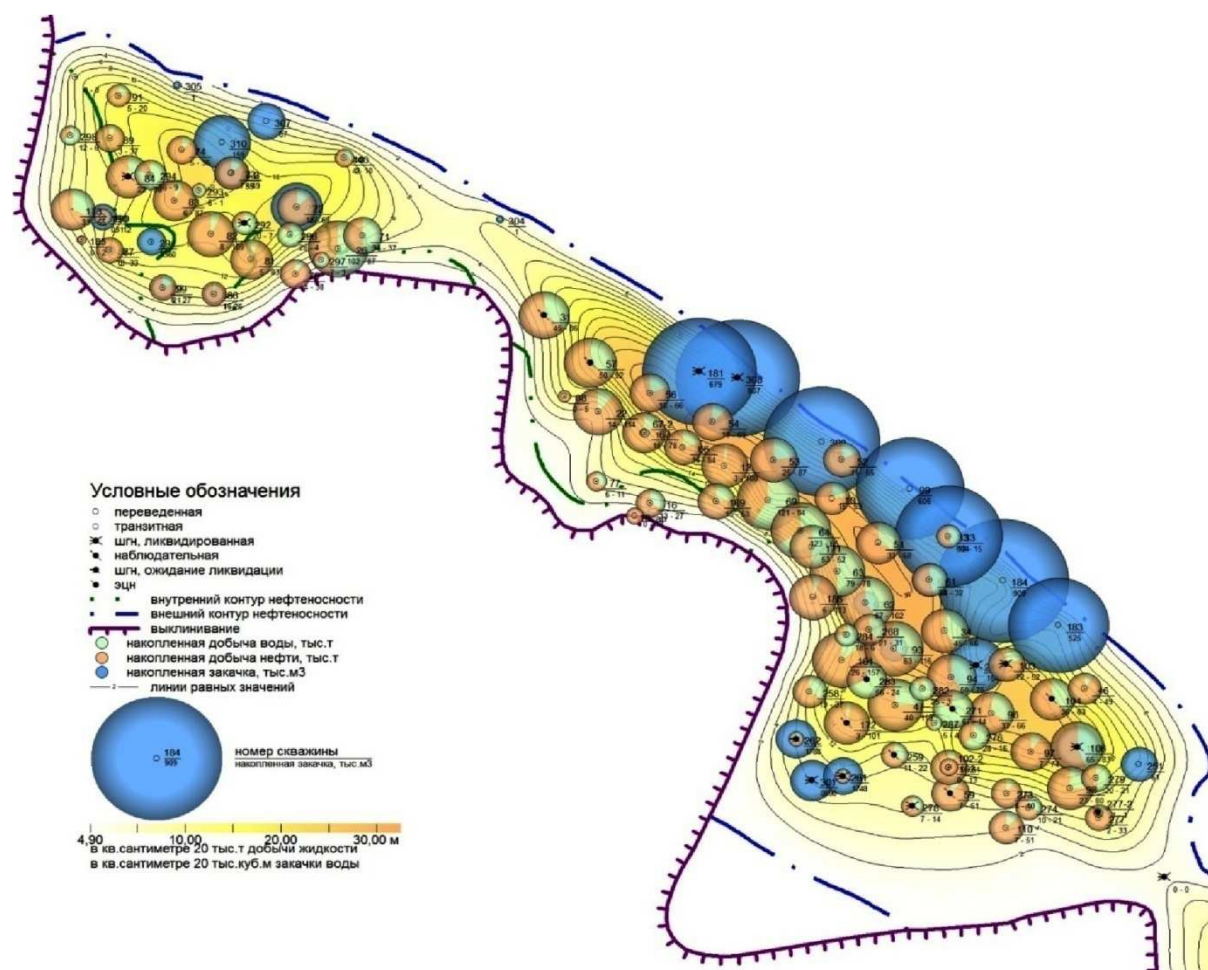


Рисунок 9 – Карта накопленных отборов нефти и жидкости на 01.01.2017 г. Ключевого месторождения II горизонта

Всего перебивало в эксплуатации на нефть 90 скважин, 5 скважин переведены с I горизонта Ключевого месторождения. Под закачкой пребывало 22 скважины, 1 из которых переведена с I горизонта и 12 из добывающих. На 01.01.2017 г. действует 1 добывающая скважина.

II горизонт Ключевого месторождения находится на глубинах 2300,0–2350,0 м, ниже I горизонта в среднем на 200,0 м и в значительной степени им перекрывается. На II горизонте выделяются три залива – западный, центральный и восточный, которые образуют единую водонапорную систему.

Также на II горизонте реализовано приконтурное заводнение, на более поздней стадии разработки – в 1973–1988 гг. под закачку воды были переведены некоторые обводнившиеся скважины, расположенные в приконтурной зоне.

Разбуривание залежи II горизонта по основной сетке с расстоянием между скважинами 300,0–400,0 м. велось очень интенсивно, фактически в течение 1953–1955 гг. был пробурен почти весь фонд добывающих скважин.

Залежь II горизонта введена в эксплуатацию в 1952 году скважиной № 16, расположенной на центральном заливе. Максимальный годовой отбор получен в 1955 году и составил 336 тыс. тонн. Этот темп отбора был фактически наибольшим. В этот период действующий фонд добывающих скважин уже составил 52, и в этом году было введено под закачку воды 6 приконтурных нагнетательных скважин. Средний дебит нефти новых скважин составил 14,2 тонн/сут., средняя обводненность – 7,3 %. Минимальная среднегодовая обводненность была получена в 1956 году и составила 4,6 %. В последующие годы она постепенно возрастала, а годовая добыча нефти снижалась с темпом 7–10 % в год.

Закачку воды с целью ППД начали в 1955 году. Именно в этот начальный период разработки из-за высоких отборов нефти вокруг скважин образовывались зоны пониженного пластового давления, и началось разгазирование пластовой нефти. В последующие годы после снижения дебитов скважин газовый фактор восстанавливался

до номинального. Результаты исследования пластового давления после 1970 года показывают, что даже самые низкие замеренные величины пластового давления (скважина № 83 – 18,5 МПа) были выше давления насыщения нефти газом (16,2 МПа). С 1990 года пластовое давление выросло до 22,0 МПа и в последующие годы продолжало повышаться, в 2006 году в среднем по II горизонту оно составило 24,0 МПа. В течение всего основного периода разработки залежи закачка воды велась с компенсацией отборов пластовых жидкостей в среднем 89 %. Ко времени остановки закачки (1993 год) суммарно в залежь II горизонта закачано 6057 тыс. м³ воды, суммарная компенсация отборов пластовых жидкостей закачкой составила 73 %. Таким образом, очевидной является достаточно высокая активность законтурной водонапорной системы.

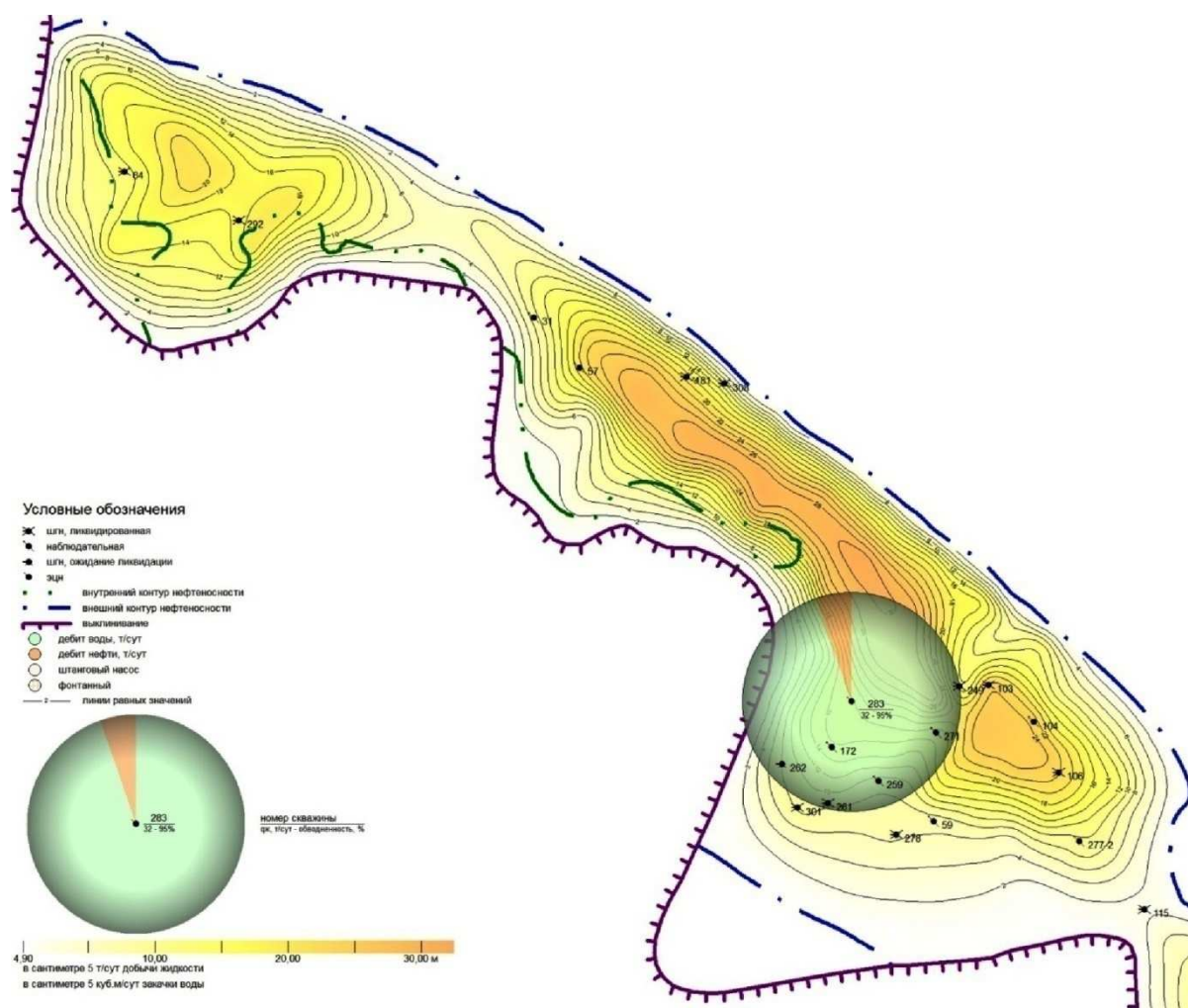


Рисунок 10 – Карта текущих отборов нефти и жидкости на 01.01.2017 г. Ключевого месторождения II горизонта

Гидродинамическая взаимосвязь различных участков залежи и параллельность выработки их запасов нефти хорошо прослеживается по одновременности появления воды в добывающих скважинах, пробуренных в 1954–1955 гг. и расположенных по северу структуры в первом от контура нефтеносности добывающем ряде.

С 2007 по 2011 гг. добыча нефти выросла с 2,0 тыс. тонн до 6,0 тыс. тонн. Этот рост обусловлен значительным увеличением дебитов жидкости с 3,1 тонн/сут. до 20,6 тонн/сут. при практически постоянной обводнённости. Действующий фонд сократился с 4 до 3 скважин за счёт вывода из эксплуатации одной малодебитной обводнившейся скважины. Все скважины в указанный период работали на восточном заливе. В 2012 году была введена из бездействия за счёт дополнительной перфорации скважина № 47, но после трёх месяцев работы при обводнённости 92–96 % была переведена на I горизонт. Также была переведена на I горизонт и обводнившаяся скважина № 282. В середине года после ликвидации аварии и смены насоса обводнилась с 56 %

до 95 % скважина № 283, обеспечивавшая до 2012 года большую часть добытой нефти. В 2013 году была переведена на I горизонт обводнившаяся скважина № 101. Таким образом, на 01.01.2017 г. на II горизонте Ключевого месторождения действует всего 1 скважина со средней обводнённостью 93 %, добыча нефти в 2016 году по сравнению с 2015 упала с 2,6 тыс. тонн до 0,6 тыс. тонн при возросшем уровне добычи жидкости.

За 2016 год добыча нефти составила 0,6 тыс. тонн, жидкости 8,2 тыс. тонн.

Распределение скважин по текущим и накопленным показателям приведено на рисунках 11–16.

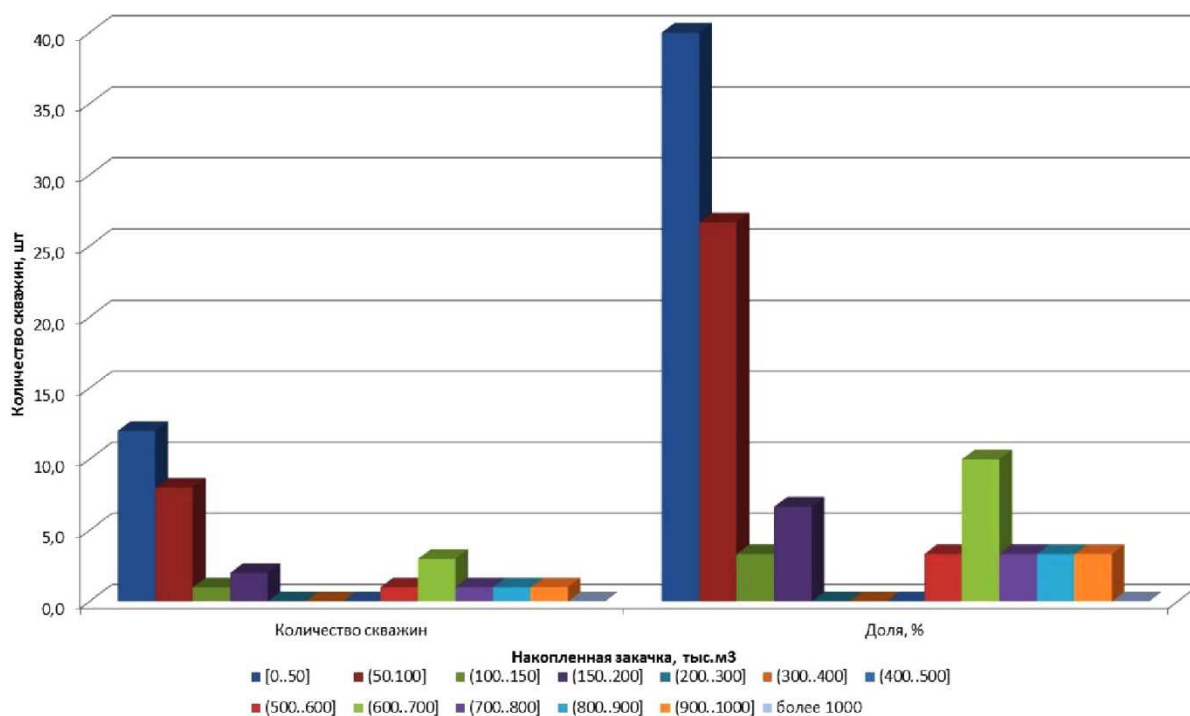


Рисунок 11 – Распределение закачки по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

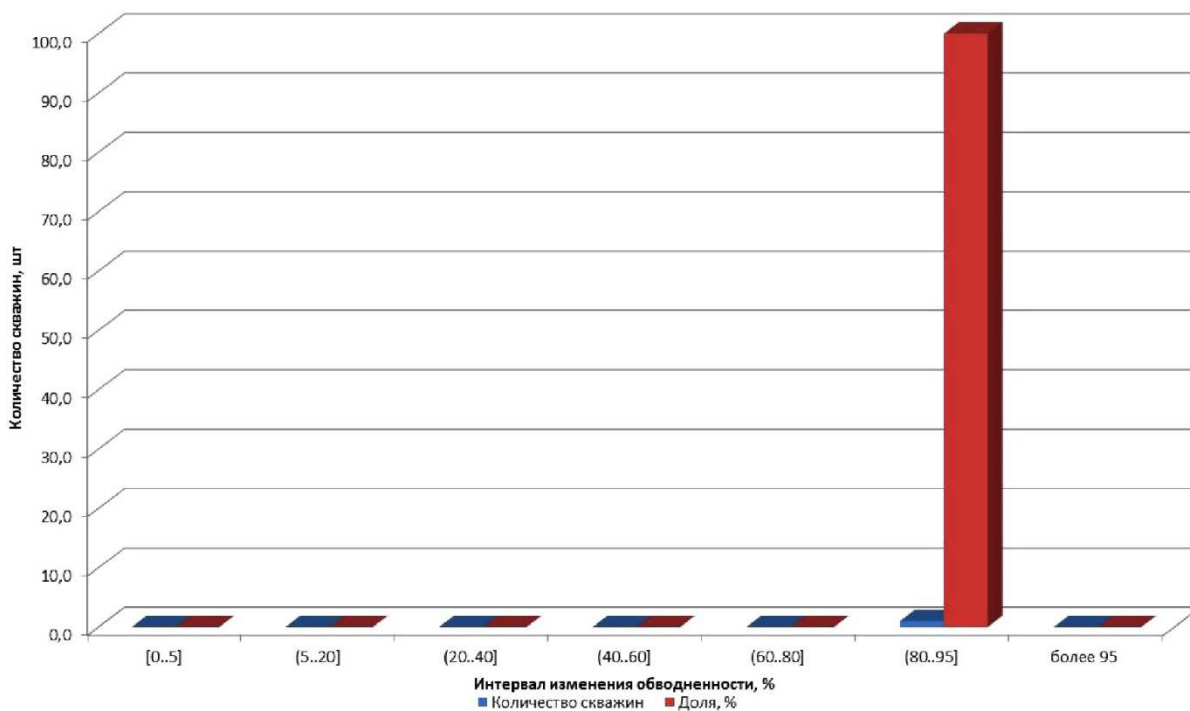


Рисунок 12 – Распределение обводнённости по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

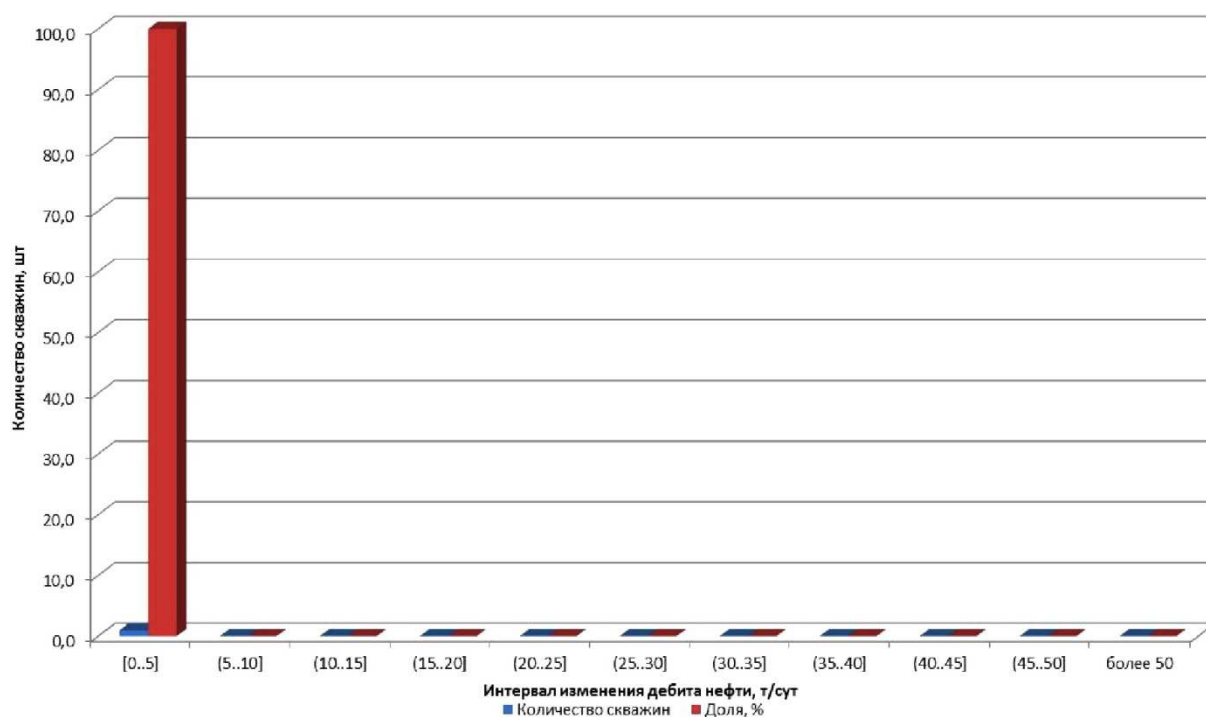


Рисунок 13 – Распределение дебита нефти по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

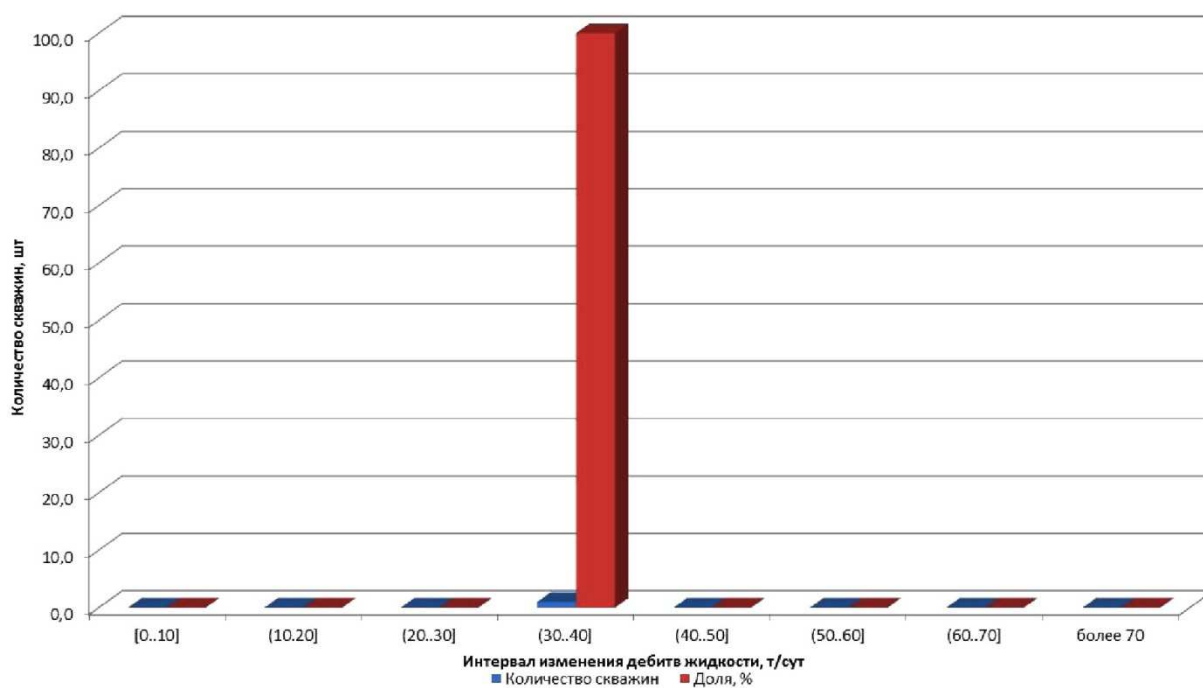


Рисунок 14 – Распределение дебита жидкости по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

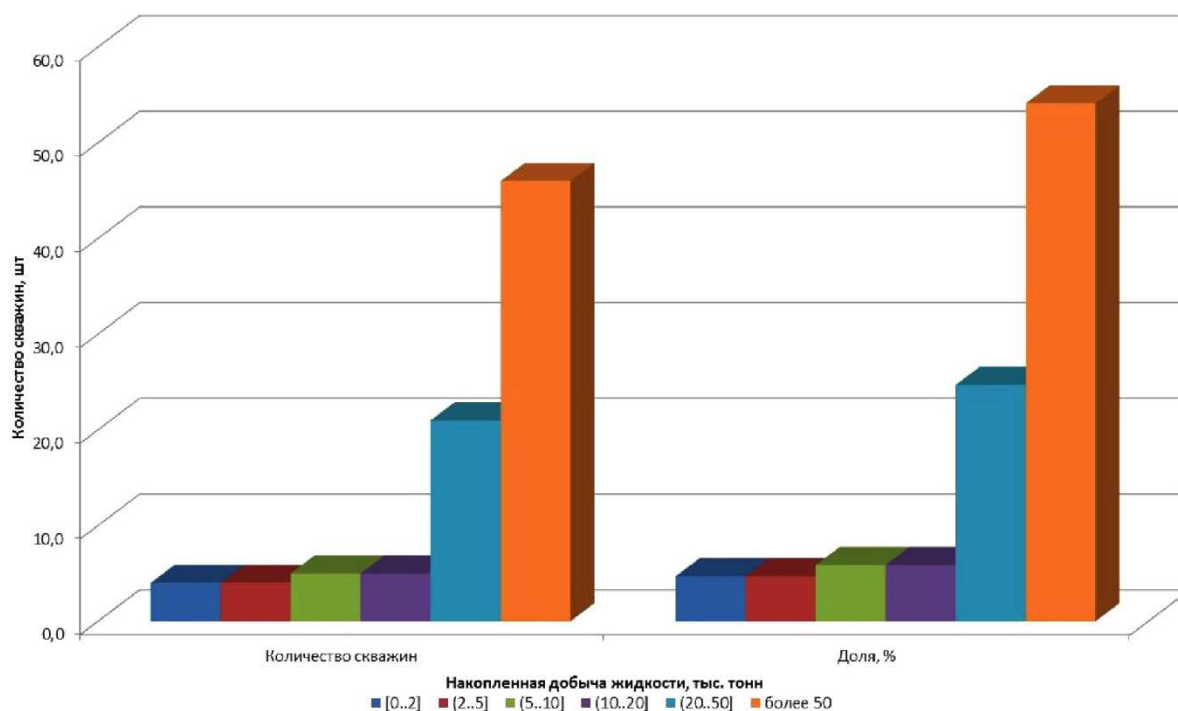


Рисунок 15 – Распределение накопленной добычи жидкости по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

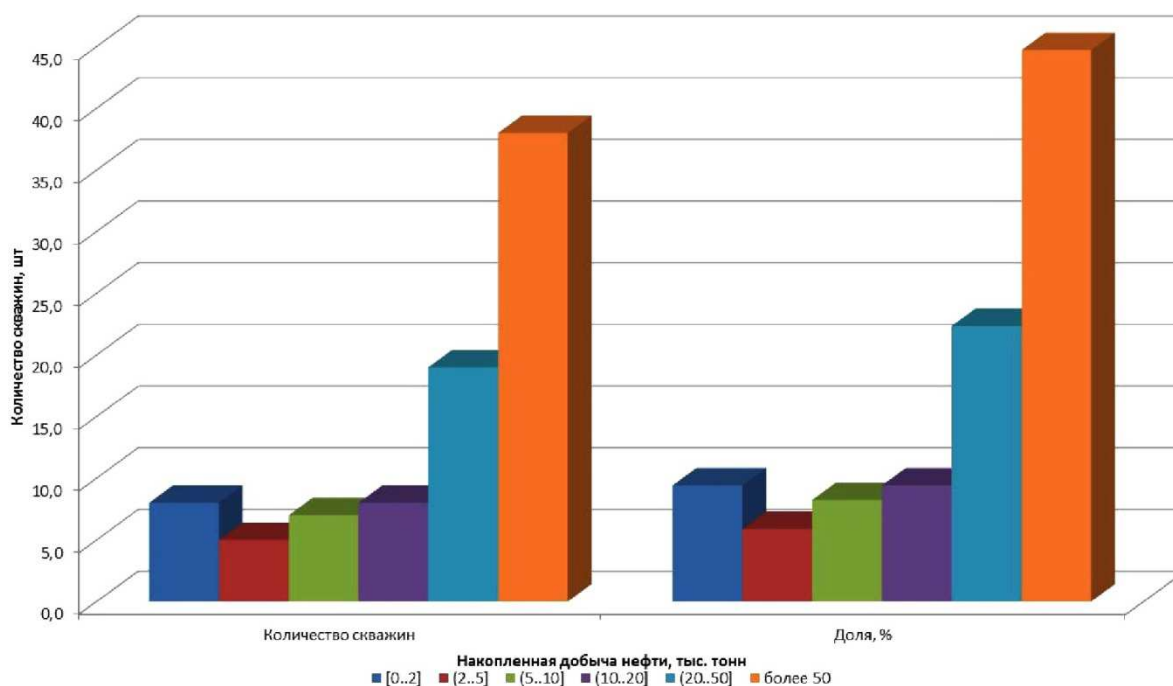


Рисунок 16 – Распределение накопленной добычи нефти по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

Характеристика фонда скважин Ключевого месторождения приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин Ключевого месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	I горизонт	II горизонт
1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	Пробурено	64	85
	Возвращено с других горизонтов	58	1
	Переведены из нагнетательных	19	4

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	Всего	141	90
	В том числе:		
	Действующие	25	1
	из них: фонтанные	–	–
	ЭЦН	11	1
	ШГН	14	–
	Бескомпрессорный газлифт	–	–
	Внутрискважинный газлифт	–	–
	Бездействующие	1	–
	В освоении после бурения	–	–
	В консервации	–	–
	Наблюдательные	25	8
	Переведены под закачку	3	12
	Переведены на другие горизонты	1	58
	В ожидании ликвидации	32	1
Ликвидированные	54	10	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	12	9
	Возвращено с других горизонтов	18	1
	Переведены из добывающих	3	12
	Всего	33	22
	В том числе:		
	Под закачкой	–	–
	Поглощающие	–	–
	Бездействующие	–	–
	В консервации	–	–
	Наблюдательные	–	–
	В отработке на нефть	–	–
	Переведены на другие горизонты	1	18
	Переведены в водозаборные	1	–
Переведены в добывающие	19	4	
В ожидании ликвидации	–	–	
Ликвидированные	12	–	
Фонд водозаборных скважин	Пробурено	3	–
	Возвращено с других горизонтов	–	–
	Переведены из добывающих	–	–
	Переведены из нагнетательных	1	–
	Всего	4	–
	В том числе:		
	Действующие	1	–
	Бездействующие	–	–
	В освоении после бурения	–	–
	В консервации	–	–
	Наблюдательные	1	–
Переведены на другие горизонты	–	–	
В ожидании ликвидации	1	–	
Ликвидированные	1	–	

Обоснование и выбор варианта разработки

Залежи нефти Ключевого месторождений находятся на завершающей стадии разработки. Выработка запасов по ним превышает 90 %. Отборы жидкости по этим объектам существенно снизились по сравнению с периодом максимальной добычи. В связи с этим энергетическое состояние пластов стабильное, необходимость в поддержании пластового давления отсутствует.

На I горизонте Ключевого месторождения пробуренного фонда достаточно для извлечения остаточных запасов нефти. Поэтому при проектировании сделан акцент на ремонт и ввод из бездействия уже пробуренного, но вышедшего из эксплуатации фонда скважин.

II горизонт Ключевого месторождения характеризуется малым объёмом остаточных извлекаемых запасов, запасы отбираются действующим фондом скважин, соответственно необходимость в каких-либо мероприятиях отсутствует.

По эксплуатационным объектам варианты разработки следующие.

I горизонт Ключевого месторождения:

- 1) вариант разработки предусматривает продолжение разработки реализованной к настоящему времени системой.
- 2) вариант разработки предусматривает бурение бокового ствола.
- 3) вариант разработки предусматривает ввод 5 скважин из бездействия путём проведения в них мероприятий по изоляции обводнившихся интервалов и дополнительной перфорации, и отказ от ЗБС, в связи с текущим расположением остаточных извлекаемых запасов нефти.

II горизонт Ключевого месторождения:

- 1) вариант разработки предусматривает продолжение разработки реализованной к настоящему времени системой.
- 2) вариант разработки предусматривает ввод из бездействия одной скважины, бурение боковых стволов в 10 скважинах.

Технико-экономические показатели вариантов разработки

Сопоставление основных экономических показателей по вариантам разработки Ключевого месторождения приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Ключевого месторождения

Показатели	I горизонт		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3*
1	2	3	4
Завершение			
рентабельного периода	2022	2020	2022
проектного периода	2032	2032	2046
Добыча нефти:			
рентабельный срок	77	62	95
проектный срок	90	97	139
Добыча растворённого газа			
рентабельный срок	14	11	17
проектный срок	16	18	25
Фонд скважин, всего, доб./нагн., в т.ч.	136/12	137/12	136/12
из бурения			
вертикальных скважин			
горизонтальных скважин			
зарезка боковых стволов		1/0	
возвратный фонд			

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Средний дебит нефти, тонн/сут.			
начальный	3,2	3,2	3,1
конечный	0,5	0,5	0,5
Обводнённость, %			
рентабельный срок	95	92	95
проектный срок	98	98	98
Капитальные вложения, млн руб.			
рентабельный срок	178	166	203
проектный срок	206	261	273
Эксплуатационные затраты, млн руб.			
рентабельный срок	921	687	1134
проектный срок	1382	1491	2094
Себестоимость, руб./т.у.т.			
рентабельный срок	10470	9657	10453
проектный срок	13354	13387	13161
Чистый дисконтированный доход (коэффициент дисконтирования 10 %), млн руб.			
рентабельный срок	61	47	77
проектный срок	10	-6	16
Доход государства, млн руб.			
рентабельный срок	506	433	599
проектный срок	558	587	721
КИН, доли ед.			
рентабельный срок (эконом.)	0,511	0,510	0,513
проектный срок (технолог.)	0,513	0,514	0,518
Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR), %	-	-	-
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,01	1,00	1,01
Период окупаемости, лет	в год вложения	в год вложения	в год вложения

Показатели	II горизонт	
	Вариант 1*	Вариант 2
1	2	3
Завершение		
рентабельного периода	2017	2017
проектного периода	2019	2072
Добыча нефти:		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	1	119
Добыча растворённого газа		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	1	18

Окончание таблицы 2

Фонд скважин, всего, доб./нагн., в т.ч.	81/0	91/0
из бурения		
вертикальных скважин		
горизонтальных скважин		
зарезка боковых стволов		10/0
возвратный фонд		
Средний дебит нефти, тонн/сут.		
начальный	1,3	1,3
конечный	0,5	0,4
Обводнённость, %		
рентабельный срок	93	93
проектный срок	98	98
Капитальные вложения, млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	2	716
Эксплуатационные затраты, млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	20	2328
Себестоимость, руб./т.у.т.		
рентабельный срок	–	–
проектный срок	13746	17419
Чистый дисконтированный доход (коэффициент дисконтирования 10 %), млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	–5	–152
Доход государства, млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	7	99
КИН, доли ед.		
рентабельный срок (эконом.)	0,384	0,384
проектный срок (технолог.)	0,384	0,395
Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR), %	–	–
Индекс доходности затрат, доли ед.	0,76	0,61
Период окупаемости, лет	не окупаются	не окупаются

I горизонт

По разработке I горизонта рассмотрено 3 варианта разработки.

При реализации варианта 1 добыча нефти за проектный срок составит 90 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 10 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 558 млн руб.

При реализации мероприятий, предложенных в варианте 2, добыча нефти увеличится до 97 тыс. тонн, дисконтированный доход недропользователя снизится до – 6 млн руб., доход государства увеличится до 587 млн руб.

При реализации варианта 3 добыча нефти за проектный срок составит 139 тыс. тонн, за рентабельный – 95 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 16 млн. руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 721 млн руб.

К реализации по I горизонту Ключевого месторождения рекомендуется вариант 3, как обеспечивающий максимальную добычу нефти и доход государства при положительных доходах недропользователя.

II горизонт

По разработке II горизонта рассмотрено 2 варианта разработки.

При реализации варианта 1 добыча нефти за проектный срок составит 0,9 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) убыток недропользователя составит 5 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 7 млн руб. При реализации мероприятий предложенных в варианте 2, добыча нефти увеличится до 119 тыс. тонн, дисконтированный доход недропользователя снизится до – 152 млн руб., доход государства увеличится до 99 млн руб.

К реализации по II горизонту Ключевого месторождения рекомендуется вариант 1, как обеспечивающий необходимое значение КИН при минимальных убытках недропользователя.

Оценка остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа

На 01.01.2017 г. по Ключевому месторождению утверждены следующие начальные геологические запасы нефти, рассчитанные объёмным методом (табл. 3).

Таблица 3 – Таблица подсчётных параметров и начальных геологических запасов нефти Ключевого месторождения на 01.01.2017 г.

Пласт	I горизонт	II горизонт
Категория запасов	А	А
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	13209	11200
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,0	10,6
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	106112	118466
Коэффициенты, доли ед.		
пористости	0,22	0,22
нефтенасыщенности	0,68	0,67
пересчётный	0,701	0,742
Плотность нефти, г/см ³	0,828	0,835
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	9212	10690

В таблице 4 приведены расчётные начальные и остаточные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа по каждому горизонту Ключевого месторождения по вариантам разработки.

Таблица 4 – Расчётные начальные и остаточные извлекаемые запасы нефти, растворённого газа и КИН по вариантам разработки Ключевого месторождения

Вариант	Эксплуатационный объект	Геологические запасы	Начальные извлекаемые запасы		Коэффициент извлечения нефти	Остаточные извлекаемые запасы	
			нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м ³		нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м ³
1	I горизонт	9212	4724	916	0,513	114	20
2		9212	4731	918	0,514	121	22
3		9212	4772	926	0,518	162	30
1	II горизонт	10690	4105	641	0,384	2	1
2		10690	4223	658	0,395	120	18

По I горизонту 3 вариант разработки позволяет достичь наиболее высоких значений КИН при положительных экономических показателях, поэтому извлекаемые запасы, полученные по этому варианту, считаются приемлемыми.

К реализации по II горизонту Ключевого месторождения рекомендуется вариант 1, как обеспечивающий необходимое значение КИН при минимальных убытках недропользователя.

Накопленная добыча по Ключевому месторождению на 01.01.2017 г. составляет:

по I горизонту

- нефти – 4610 тыс. тонн;
- растворённого газа – 896 млн м³;
- остаточные извлекаемые запасы нефти – 162 тыс. тонн;
- растворённого газа – 30 млн м³;

по II горизонту

- нефти – 4103 тыс. тонн;
- растворённого газа – 640 млн м³;
- остаточные извлекаемые запасы нефти – 2 тыс. тонн;
- растворённого газа – 1 млн м³.

Анализ выработки запасов нефти

На основании материалов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин по контролю за разработкой даётся анализ текущей выработки запасов нефти продуктивных пластов (залежей). Анализируются эффективность применяемой системы разработки с точки зрения выработки запасов нефти пластов, а также мероприятий, направленных в предшествующий период на совершенствование системы воздействия на пласт и увеличение нефтеотдачи.

Исследуется характер и степень выработки запасов нефти, степень охвата пласта воздействием рабочим агентом по площади и разрезу, распределение остаточных запасов нефти. Анализ выработки запасов нефти производится по данным гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, включая: потокометрию, термометрию, а также методы контроля насыщенности пластов за колонной в обсаженных скважинах. Производится оценка интервалов работающих толщин пластов, анализируется их динамика в ходе разработки месторождения, а также влияние на них проводимых ГТМ. Анализируется характер поступления рабочего агента к добывающим скважинам.

В качестве наиболее достоверной оценки текущих извлекаемых запасов были приняты значения, рассчитанные по характеристикам вытеснения, так как этот расчёт опирается исключительно на фактическую динамику показателей разработки и не требует дополнительных допущений, в отличие от прочих методов. Вместе с тем, определение извлекаемых запасов другими методами невозможно, так как отсутствуют необходимые исследования.

Применение характеристик вытеснения для расчёта извлекаемых запасов I горизонта Ключевого месторождения затрудняется активной работой с фондом скважин, особенно в последние годы. Большое количество проведённых в последнее время ГТМ оказывает влияние на достоверность прогноза. Ниже на рисунках 17–20 приведены результаты по характеристикам, дающим наиболее устойчивый результат.

Горизонт I

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти I горизонта Ключевого месторождения выполнен по характеристикам вытеснения.

Средняя величина начальных извлекаемых запасов I горизонта Ключевого месторождения, рассчитанная по характеристикам вытеснения, равна 4772 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 4610 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 162 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,518.

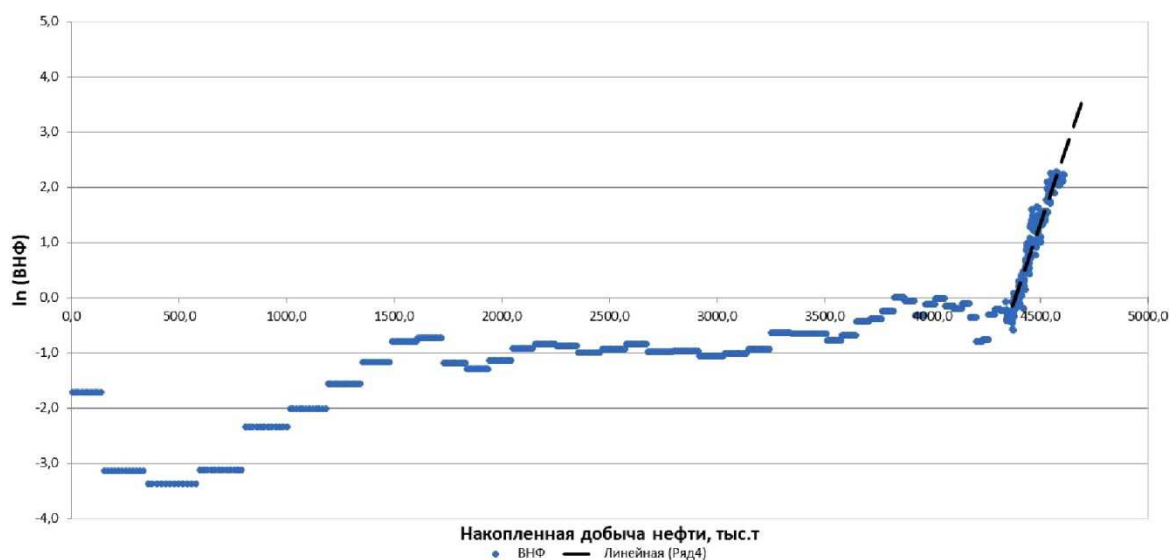


Рисунок 17 – Зависимость $\ln(\text{ВНФ})$ от накопленной добычи нефти по I горизонту Ключевого месторождения

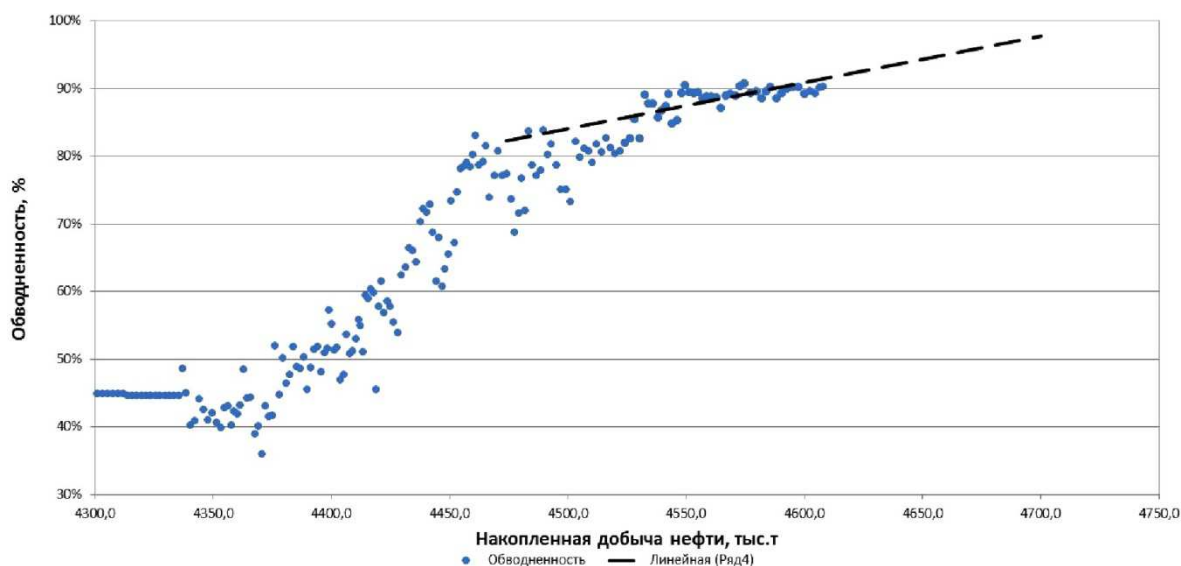


Рисунок 18 – Зависимость обводнённости от накопленной добычи нефти по I горизонту Ключевого месторождения

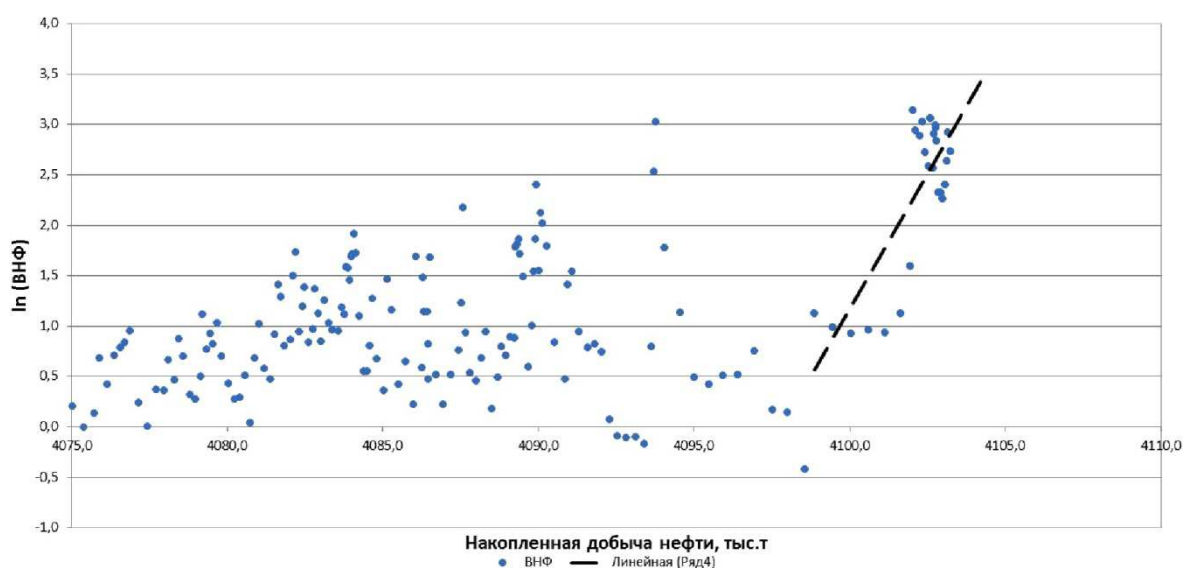


Рисунок 19 – Зависимость $\ln(\text{ВНФ})$ от накопленной добычи нефти по II горизонту Ключевого месторождения

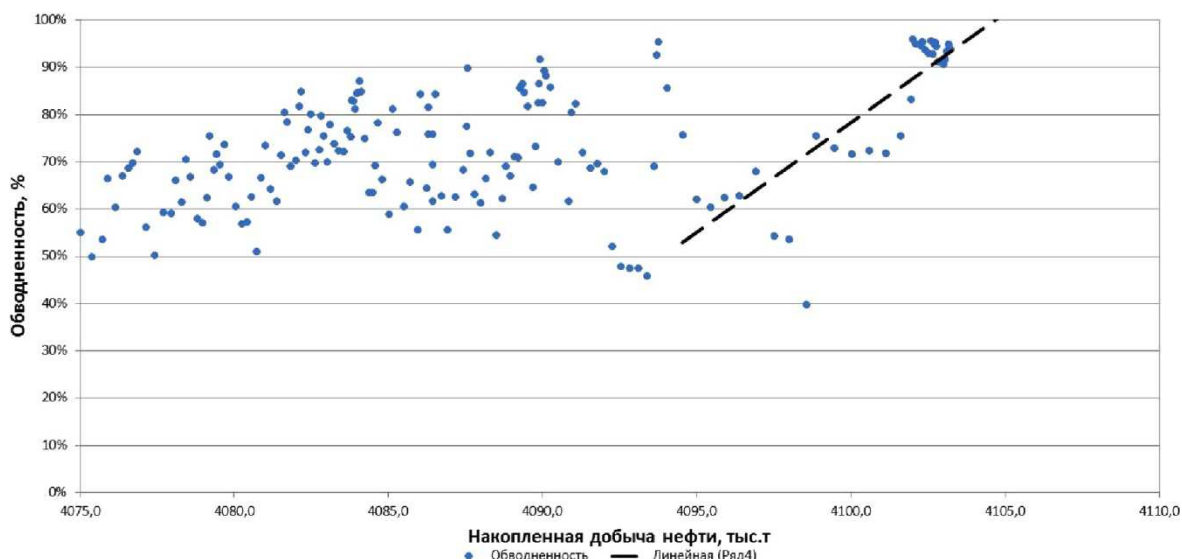


Рисунок 20 – Зависимость обводнённости от накопленной добычи нефти по II горизонту Ключевого месторождения

Горизонт II

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти II горизонта Ключевого месторождения выполнен по характеристикам вытеснения.

Средняя величина начальных извлекаемых запасов II горизонта Ключевого месторождения, рассчитанная по характеристикам вытеснения, равна 4105 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 4103 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 2 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,384.

Обоснование рекомендаций по извлечению остаточных извлекаемых запасов месторождения

В последние годы на месторождениях 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;
- ликвидация песчаных пробок;
- ремонт устьевого оборудования;
- изменение способа эксплуатации скважины;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта.

Большая часть мероприятий проводилась на I горизонте Ключевого месторождения, проведено 3 ГРП, 12 скважин переведены со II на I горизонт, проведено 11 дополнительных перфораций, 18 реперфораций, 13 ремонтно-изоляционных работ, 10 креплений призабойной зоны пласта, ликвидация песчаных пробок в 2 скважинах, 6 ремонтов оборудования и смена типоразмера насоса либо способа эксплуатации в 13 скважинах, а также проведена кислотная обработка в 3 скважинах.

На II горизонте Ключевого месторождения проведено 2 дополнительные перфорации, 2 реперфорации, 1 перенос интервала перфорации, ремонтно-изоляционные работы в 2 скважинах, крепление призабойной зоны пласта в 1 скважине, ремонт оборудования в 1 скважине и смена типоразмера насоса в 1 скважине, а также проведена кислотная обработка в 1 скважине.

Оценка эффективности проведённых мероприятий представлена в таблице 5 и на рисунке 21.

Таблица 5 – Объёмы выполненных методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) Ключевого месторождения

Методы интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов		I горизонт	II горизонт
Обработка призабойной зоны (ОПЗ)	Количество операций	3	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,9	0
ГРП	Количество операций	3	0
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	2,1	0
Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)	Количество операций	12	0
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	7,3	0
Дополнительная перфорация	Количество операций	11	2
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	7,8	0,2
Реперфорация	Количество операций	18	2
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	9,2	0,4
Перенос интервала перфорации	Количество операций	0	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	Количество операций	13	2
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,4	0,3
Крепление призабойной зоны пласта (КПЗП)	Количество операций	10	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	6,6	7,7
Ликвидация песчаной пробки	Количество операций	2	0
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,6	0
Изменение способа эксплуатации	Количество операций	12	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	3,7	2,7
Ремонт оборудования	Количество операций	7	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1,0	0,9

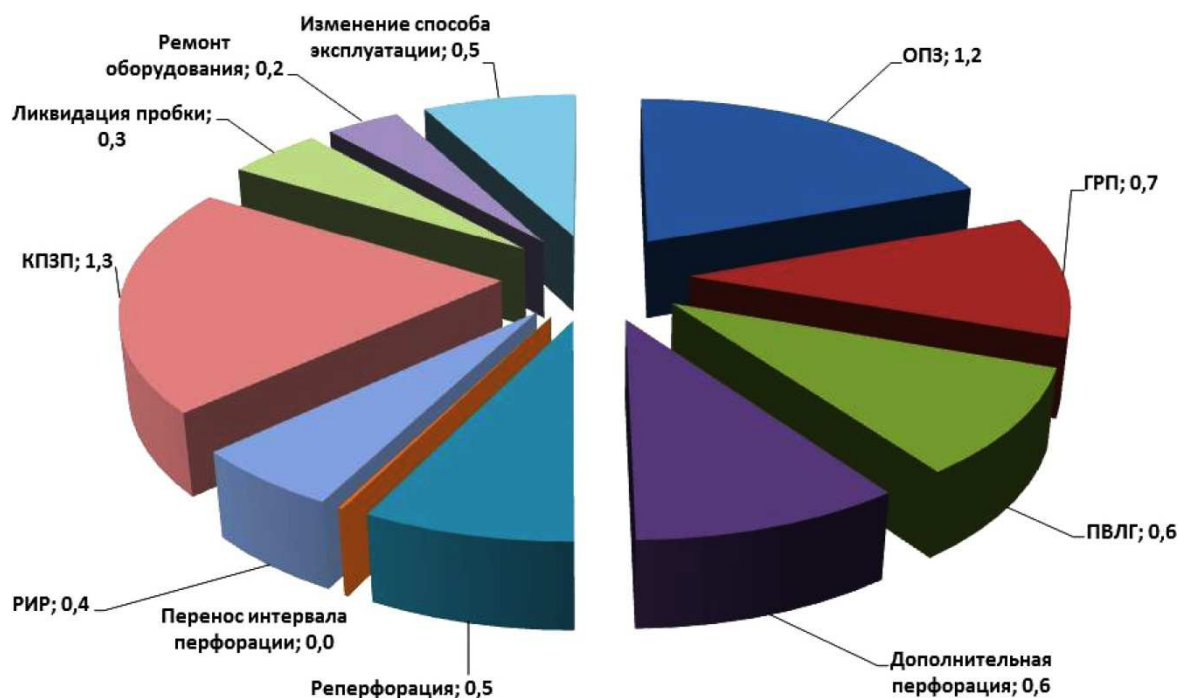


Рисунок 21 – Удельная добыча на 1 мероприятие по видам ГТМ

Самыми эффективными за последние 5 лет мероприятиями являются проведение ОПЗ (обработка призабойной зоны) и КПЗП (крепление призабойной зоны пласта), они имеют практически равный средний эффект. Несколько меньшую эффективность имеют мероприятия по переводу скважин на вышележащий горизонт и дополнительная перфорация.

Таким образом, вполне закономерно, что на последней стадии разработки Ключевого месторождения, работы направленные на ввод в разработку участков, не охваченных дренированием, отходят на второй план, делая более важной задачу поддержания в работоспособном состоянии действующего фонда скважин, а также проведение ремонтов и ввода в работу аварийных скважин.

Как видно из таблицы, наиболее эффективными являются методы ПВЛГ и повторной перфорации. Как правило, использование метода ПВЛГ подразумевает последующее применение метода повторной перфорации. При совместном применении этих методов, дополнительная добыча нефти увеличивается в 1,5 раза.

Для повышения эффективности извлечения остаточных извлекаемых запасов нефти, рекомендуется объединение методов перевода скважин с нижнего горизонта на верхний и последующей повторной перфорации.

Перевод скважин с нижнего горизонта на верхний

Возврат скважин на вышележащий горизонт – мероприятие, применяемое на многопластовых месторождениях с целью более полного использования эксплуатационных скважин.

Разработка нефтяных месторождений по системе «снизу – вверх» предусматривает возможность использования скважин для поочередной эксплуатации ряда горизонтов и пластов по мере их истощения или по другим техническим причинам. Скважины, после того, как они выполнили своё назначение на каком-либо объекте эксплуатации, переводят на эксплуатацию другого объекта.

Решение о переводе скважин на другие горизонты принимают, если нет возможности или причин использования их в качестве пьезометрических, наблюдательных, нагнетательных на данном горизонте.

Перевод скважины на вышележащий горизонт производят после разобщения оставляемого горизонта от нового путем создания в стволе монолитного цементного моста над оставляемым, горизонтом. При этом главное внимание должно быть уделено изоляции от проникновения воды, в особенности, если эта вода высоконапорная, а горизонт, на который переводят скважину, по разрезу расположен на небольшом расстоянии от оставляемого объекта. В таких случаях применяют метод заливки цементного раствора под давлением через существующие отверстия фильтра.

Во всех случаях при возвратных работах после установления надёжного цементного стакана на заданной глубине скважину испытывают на герметичность опресовкой или снижением уровня.

Далее проводится дополнительная перфорация скважин напротив продуктивных пропластков горизонта, на который переводится скважина.

Повторная перфорация пласта

Повторная перфорация производится в случае отсутствия притока флюида из скважины, либо при проведении операций по повышению нефтеотдачи пластов.

При разработке залежей нефти с применением процесса заводнения может происходить частичное или полное «отключение» отдельных прослоев или пластов из разработки, как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Одной из основных причин частичного или полного прекращения притока нефти к скважинам, является перевод скважин на другие горизонты. Также причинами могут служить кольматация призабойной зоны пласта буровым раствором при бурении скважин, набухание глин бурового раствора при воздействии с пресной водой.

Повторная перфорация пласта позволяет улучшать условия притока жидкости в скважину за счёт устранения засорения ПЗП и улучшения совершенства вскрытия пласта. Доля повторной перфорации методов воздействия на пласт на месторождении составляет 20 %, их успешность – 90 %, а прирост дебита – 43 %. Применение этого дешёвого метода даёт прирост дебита одной скважины 4,5 тонн/сут.

Литература:

1. Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Ключевое-Дыш. – Краснодар : ВНИ-ПИтермнефть, 1987.
2. Дополнение к проекту разработки Ключевого газонефтяного месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2013.
3. Кичигина Т.М. Пересчёт запасов нефти и газа I и II майкопских горизонтов Ключевого месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2013.
4. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин, 1990.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
6. 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.
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. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2016. – 576 с.
10. 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.
11. 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.
12. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
16. Абдуллаева Э.С. кызы. Повышение нефтеотдачи пласта путём восстановления проницаемости призабойной зоны 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. 32–34.
17. Абдулхаков Р.Р., Захарова Е.Ф. Некоторые аспекты оценки ГТМ на нагнетательном фонде длительно эксплуатируемых объектов // 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. 35–38.
18. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрипластовой водоизоляции // 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. 39–41.
19. Васильев Н.И., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н., Лешкович Н.М. Фрактальный подход к увеличению нефтеотдачи пласта // 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. 54–56.
20. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации 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. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.

21. 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). – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – Секция 6: Экологическая безопасность. – С. 356–363.
22. 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). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 27–52.
23. Омельянюк М.В., Пахлян И.А., Зотов Е.Н. Разработка техники и технологии для комплексной обработки скважин газонефтяного месторождения Дыш // 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. 50–53.
24. 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.
25. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012. – № 3. – С. 5–9.
26. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н., Лукьяненко П.В. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2018. – № 4 (45). – С. 59–65.
27. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ и обзор применяемых технологий восстановления продуктивности и работоспособности скважин на месторождении Дыш // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 99–119.
28. Четвериков В.В., Пахлян И.А., Савенок О.В. База данных «Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621535. Заявка № 2015621098. Дата поступления 25 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 09 октября 2015 г.

References:

1. Calculation of reserves of oil and gas of the Klyuchevoye-Dysh field. – Krasnodar : VNI-Pitermneft, 1987.
2. Addition to the project of development of the Key gas-oil field. – Krasnodar : LLC Rosneft – STC, 2013.
3. Kichigina T.M. Recalculation of reserves of oil and gas I and II of the Maykop horizons of the Key field. – Krasnodar : LLC Rosneft – STC, 2013.
4. Methodical recommendations about determination of subcalculating parameters of deposits of oil and gas about materials of geophysical surveys of wells with attraction of results of analyses of a core, approbations and tests of productive layers / under the editorship of B.Yu. Vendelshteyn, V.F. Kozyar, G.G. Yatsenko. – Kalinin, 1990.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverдловin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
11. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
12. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

13. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
14. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2017. – 203 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.
16. Abdullaeva E.S. kyzy. Increase in oil recovery of layer by restoration of permeability of a bottomhole zone of wells // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 32–34.
17. Abdulkhakov R.R., Zakharova E.F. Some aspects of assessment of GTM on delivery fund it is long the operated objects // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 35–38.
18. Bylin A.V., Raupov I.R. Control of process of petroextraction at intra bedded water isolation // Bulatovskiyе of reading : materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 39–41.
19. Vasilyev N.I., Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N., Leshkovich N.M. Fractal approach to increase in oil recovery of layer // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 54–56.
20. Kokarev M.O., Mirsky A.V. Development of technology of increase in oil recovery of layers at a late stage of operation of the field // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.
21. Omelchenko N.N., Olchuyev A.M. Savenok O.V. Safety issues and environmental friendliness on the Key field of LLC RN-Krasnodarneftegaz // Topical issues of environmental protection : collection of reports of the All-Russian scientific and technical conference (on September 17–19, 2018, Belgorod). – Belgorod : Publishing house of the Belgorod state technological university, 2018. – Section 6: Environmental safety. – P. 356–363.
22. Omelchenko N.N., Savenok O.V., Olchuyev A.M. Prevention and elimination of deposits of salts at oil production on the Key field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 27–52.
23. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A., Zotov E.N. Development of the equipment and technology for complex processing of wells of the gas-oil field Dysh // Bulatovskiyе of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 50–53.
24. Povarova L.V., Yakovina A.S., Daniyelyan G.G. Calculation of reserves of oil and the dissolved Kowalewski's gas of the field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.
25. Savenok O.V. Hardly removable reserves of oil – structure and trends // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2012. – № 3. – P. 5–9.
26. Savenok O.V., Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N., Lukyanenko P.V. Optimization of a delivery well stock of the field at a late stage of development by results of the analysis the trasernykh of researches (on the example of the Dysh field) // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2018. – № 4 (45). – P. 59–65.
27. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis and the review of the applied technologies of restoration of efficiency and operability of wells on the Dysh field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 99–119.
28. Chetverikov V.V., Akhlyan I.A., Savenok O.V. «Development of oil fields with hardly removable stocks» database Certificate on the state registration of database № 2015621535. Application № 2015621098. Date of receipt on August 25, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on October 09, 2015.

УДК 622.276.72

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЁННОГО ФОНДА СКВАЖИН АЛИНСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

FEATURES OF OPERATION OF THE COMPLICATED WELL STOCK ON THE ALINSKOYE GAS AND OIL FIELD

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования в статье является осложнённый фонд добывающих скважин Алинского газонефтяного месторождения. Предметом исследования являются процессы формирования отложений АСПО и солеотложений в стволах добывающих скважин, а также способы их предотвращения и ликвидации в условиях НГДУ «Талаканнефть». Выполнен расчёт экономической эффективности от внедрения НКТ с покрытием ТС3000F на фонде вновь вводимых скважин. Сделан вывод о том, что применение данного вида НКТ является экономически обоснованным.

Ключевые слова: состояние разработки месторождения; осложнения, связанные с добычей флюидов; мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин; методы борьбы с АСПО; методы борьбы с солеотложениями; применение труб с полимерным покрытием; применение ингибиторов АСПО.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy chief of oil and gas field,
oil and gas production workshop 1
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич
Candidate of technical sciences,
Associate professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The object of research in the article is a complicated fund of producing wells of the Alinskoye gas and oil field. The subject of research is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits and scaling in the wells of producing wells, as well as ways to prevent and eliminate them in the conditions of the oil and gas department «Talakanneft». The calculation of the economic efficiency of the implementation of tubing with TC3000F coating on the newly commissioned wells was made. It was concluded that the use of this type of tubing is economically justified.

Keywords: field development status; fluid extraction complications; measures to prevent complications in the operation of wells; methods of combating with asphalt-resin-paraffin deposits; methods of dealing with scaling; use of pipes with a polymer coating; use of inhibitors of asphalt-resin-paraffin deposits.

Введение

Довольно часто процесс разработки нефтяных и газонефтяных месторождений сопровождается большим количеством осложнений, влекущих за собой снижение экономических показателей процесса добычи нефти и газа. К ним относятся отложения на внутренних поверхностях промыслового оборудования минеральных и органических веществ, коррозия скважинного оборудования, трубопроводов и пр.

Несвоевременное удаление отложений с поверхности оборудования приводит к уменьшению проходного сечения трубопроводов, насосно-компрессорных труб (НКТ) и штуцеров, что влечёт за собой уменьшение их пропускной способности, рост внутреннего давления в насосных агрегатах, и как следствие, увеличение механических напряжений в металле.

При определённых условиях в стволе скважины может возрасти интенсивность выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности лифтовых труб, что может привести не только к падению дебита жидкости, но и полной её остановке из-за перекрытия проходного сечения НКТ.

АСПО содержатся в составе нефти почти во всех нефтедобывающих районах России. Это обуславливает актуальность изучения процесса формирования отложений данного вида, а также постоянного совершенствования технологий, применяемых для предупреждения их образования и ликвидации.

В нефти и пластовой воде всегда содержатся растворённые соли, что делает возможным их выпадение и осаждение на стенках лифтовых труб и прочего оборудования в случае перенасыщения газожидкостной смеси определёнными ионами. Процессы формирования солеотложений на промышленном оборудовании протекают также в случае несовместимости пластовых и закачиваемых для поддержания пластового давления вод. Существует ряд других причин, обуславливающих процесс отложения солей на промышленном оборудовании в процессе добычи нефти, которые необходимо учитывать при разработке месторождения.

В реальных условиях эксплуатации добывающих скважин выпадение АСПО, солеотложения могут происходить совместно, в таком случае для возвращения скважин в рабочее состояние необходимы серьёзные меры и существенные экономические затраты. В этих условиях межремонтный период существенно уменьшается, снижается производительность скважин, увеличивается износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях.

Поэтому борьба с данными видами осложнений является актуальной задачей на всех стадиях разработки месторождения и требует грамотного технического подхода с учётом особенностей технологии добычи нефти и газа.

Общие сведения о месторождении

Алинское нефтегазовое месторождение находится в Ленском районе Республики Саха (Якутия), расположено на Пеледуйском участке, который прилегает к Талаканскому месторождению. Месторождение было открыто в 1991 году, введено в промышленную эксплуатацию в 2009 году. Ежегодно на Алинском газонефтяном месторождении осуществляется добыча 10 тысяч тонн нефти. Общие же запасы на данном месторождении оцениваются в 30 миллионов тонн. Запасы месторождения по категориям $C_1 + C_2$ составляют 11,8 миллиона тонн нефти, 1,249 млрд кубометров газа. По действующей в настоящее время в нефтегазовой промышленности России «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» месторождение относится к средним по величине извлекаемых запасов. Открытые залежи газа и нефти приурочены к талахскому и хамакинскому горизонтам. Основной эксплуатационный объект – хамакинский горизонт.

Лицензия на разработку месторождения принадлежит ОАО «Сургутнефтегаз», которое осуществляет работы на данном месторождении посредством нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть».

Алинское газонефтяное месторождение расположено на территории Ленского района Республики Саха (Якутия), в 210 км юго-западнее г. Ленска (рис. 1).

Населённые пункты на месторождении практически отсутствуют. Ближайшие крупные населённые пункты п.п. Витим и Пеледуй находятся соответственно в 110 км и в 115 км от границ месторождения и расположены на левом берегу р. Лены.

Площадь Алинского месторождения входит в область массивно-островного пространства многолетнемёрзлых пород (ММП) и глубокого сезонного промерзания грунтов.

Из 67 инженерно-геологических скважин, пробуренных на близкорасположенном Талаканском месторождении, в 31-й ММП не обнаружены, а в 18-ти скважинах мощность ММП соизмерима с мощностью сезонно-талого слоя, в 18-ти превышает 5 м.

Литология месторождения

Алинское месторождение приурочено к Непскому своду Непско-Ботуобинской антеклизы, находится в непосредственной близости от Талаканского и Чадынского месторождения углеводородов (рис. 2). В совокупности эти три месторождения образуют Талаканскую доказанную зону углеводородонакопления, оконтуренную по их взаимному расположению относительно друг друга. Площадь этой зоны составляет 6030 км² (рис. 3)

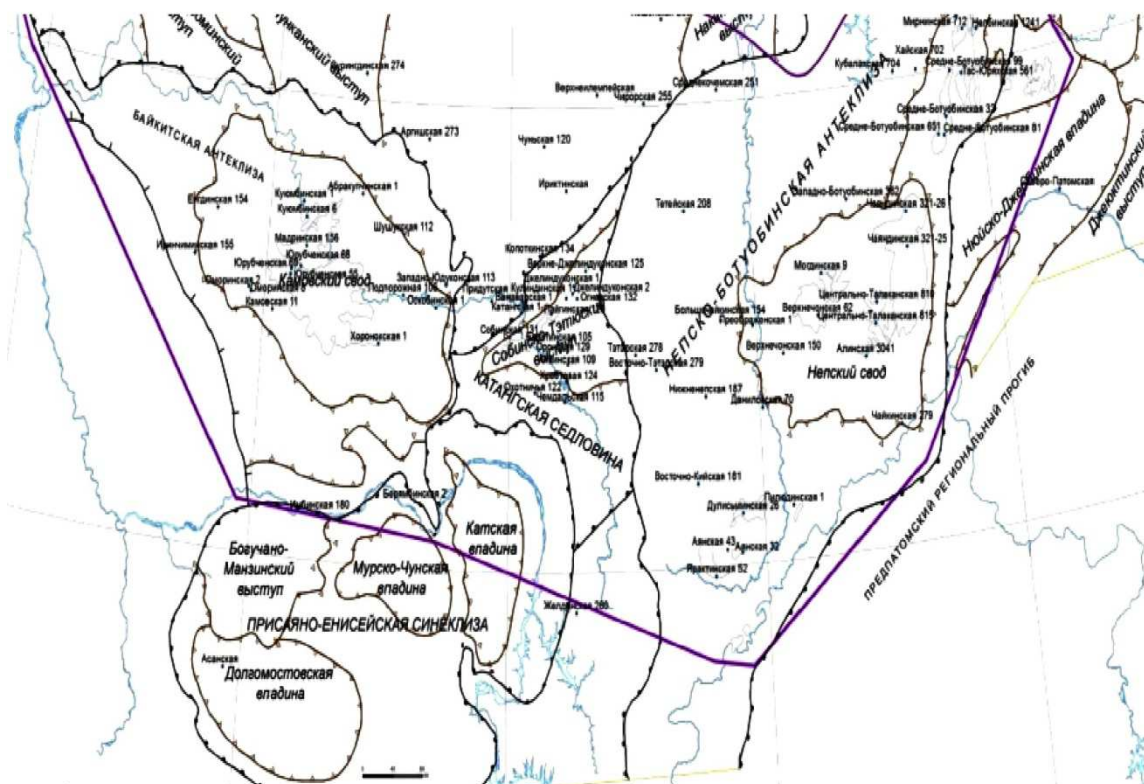


Рисунок 2 – Обзорная тектоническая схема изучаемого района работ

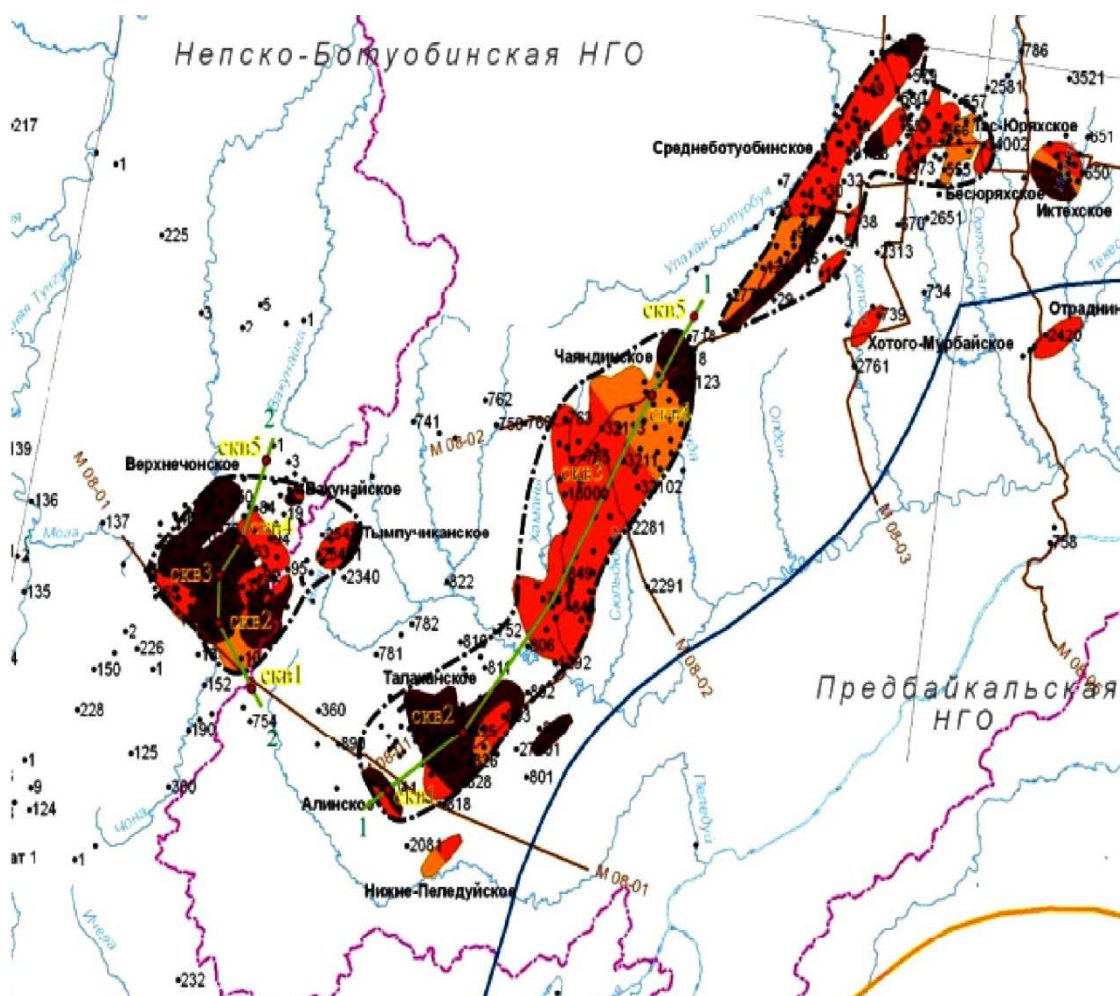


Рисунок 3 – Талаканская доказанная зона углеводородоаккумуляции

В границах Алинского месторождения выделено 7 залежей тектонически экранированного типа, которые содержат скопления углеводородного сырья: Северная, Северо-Восточная, Восточная, Юго-Восточная, Южная, Западная и Северо-Западная. Кристаллический фундамент в пределах исследуемого района сложен гранитами и гранодиоритами, также отмечается наличие гранитогнейсов, парагнейсов. В породах по трещинам присутствуют зеркала скольжения. Наблюдаются разноориентированные, преимущественно субвертикальные и диагональные трещины. В породах интенсивно развиты вторичные изменения: хлоритизация, кальцитизация, серицитизация. Иногда отмечается очаговое распределение межзерновых микро- и макропор со средним размером 5–10 мкм, преимущественно многогранной анизометричной и щелевидной формы.

Основным продуктивным комплексом на изучаемой территории является комплекс терригенных отложений венда (хамакинский горизонт), к которому приурочены основные промышленные залежи углеводородов Алинского нефтегазоконденсатного месторождения, он же является основным эксплуатационным объектом.

Хамакинский продуктивный горизонт (пласт В₁₀) входит в состав нижней пачки верхнепаршинской подсвиты, является аналогом ярактинского и марковского продуктивных горизонтов верхненепской подсвиты. Признаки углеводородов отмечены во всех поисково-разведочных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», пробуренных в пределах Непского свода и погружении Непско-Ботубобинской антеклизы в сторону Предпатомского прогиба.

В пределах изучаемой территории пласт В₁₀ в разрезе скважин представлен песчаниками коричневато-серыми, плотными, мелкозернистыми, иногда крупнозернистыми, местами с прослоями аргиллита и алевролита, слоистость пологоволнистая с обильными выпотами нефти и пузырьками газа. Средняя толщина составляет 40 м. Флюидоупором являются малопроницаемые прослои пород, таких как: аргиллиты тёмно-серые, тонко-слоистые алевролиты, переходящие в тонкозернистые глинистые песчаники, а также доломиты глинистые. Средняя толщина флюидоупора 22 м. Литолого-стратиграфический разрез по скважинам №№ 304-21П, 304-19Р и 304-4П представлен на рисунке 4.

Состояние разработки Алинского месторождения

Алинское месторождение введено в разработку в июне 2009 года. Эксплуатационным объектом является хамакинский горизонт (пласт В₁₀).

Разработка Алинского месторождения ведётся в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Алинского нефтегазоконденсатного месторождения», утверждённой протоколом заседания Центральной комиссии по разработке месторождений МПР РФ от 30.10.2014 г. № 6039.

Месторождение находится на первой стадии разработки, характеризующейся ростом объёмов добычи нефти за счёт разбуривания эксплуатационного фонда скважин. Извлекаемые запасы месторождения по категории С₁ + С₂ составляют 11,800 млн тонн нефти и 1,249 млрд м³ газа (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика запасов Алинского месторождения

Нефть, тыс. тонн		Конденсат, тыс. тонн		Газ, млн м ³	
геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	Газовая шапка	растворённый
37496	11800	8	7	569	680

Динамика добычи нефти по Алинскому месторождению в период с 2010 по 2016 гг. представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика добычи нефти по Алинскому месторождению

Годы	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
Годовая добыча нефти, тыс. тонн.	23,6	96,9	113,1	172,6	254,4	337,4	466,4
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	23,6	120,5	233,6	406,2	660,5	997,9	1464,3
Отбор от извлекаемых запасов, %	0,2	0,9	1,8	3,1	5,1	7,6	11,15
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,2	0,7	0,9	1,4	2,0	2,8	3,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих скважин, шт.	6	17	23	36	53	58	134
Фонд нагнетательных скважин, шт.	–	2	5	13	18	25	27
Добыча жидкости в пластовых условиях, тыс. м ³	35,3	165,4	265,3	345,2	525,9	739,2	880,4
Средний дебит по жидкости, тонн/сут.	26,0	24,6	15,8	17,2	16,56	17,63	17,3
Закачка воды	–	–	107,3	241,5	407,9	655,5	810,2
Обводнённость продукции, %	0,4	0,15	0,05	0,24	1,66	1,68	1,7
Компенсация отбора жидкости, %	–	–	40,4	70,0	77,6	88,7	92,0
Накопленная компенсация отбора жидкости	–	–	28,0	43,0	56,6	68,0	75,1

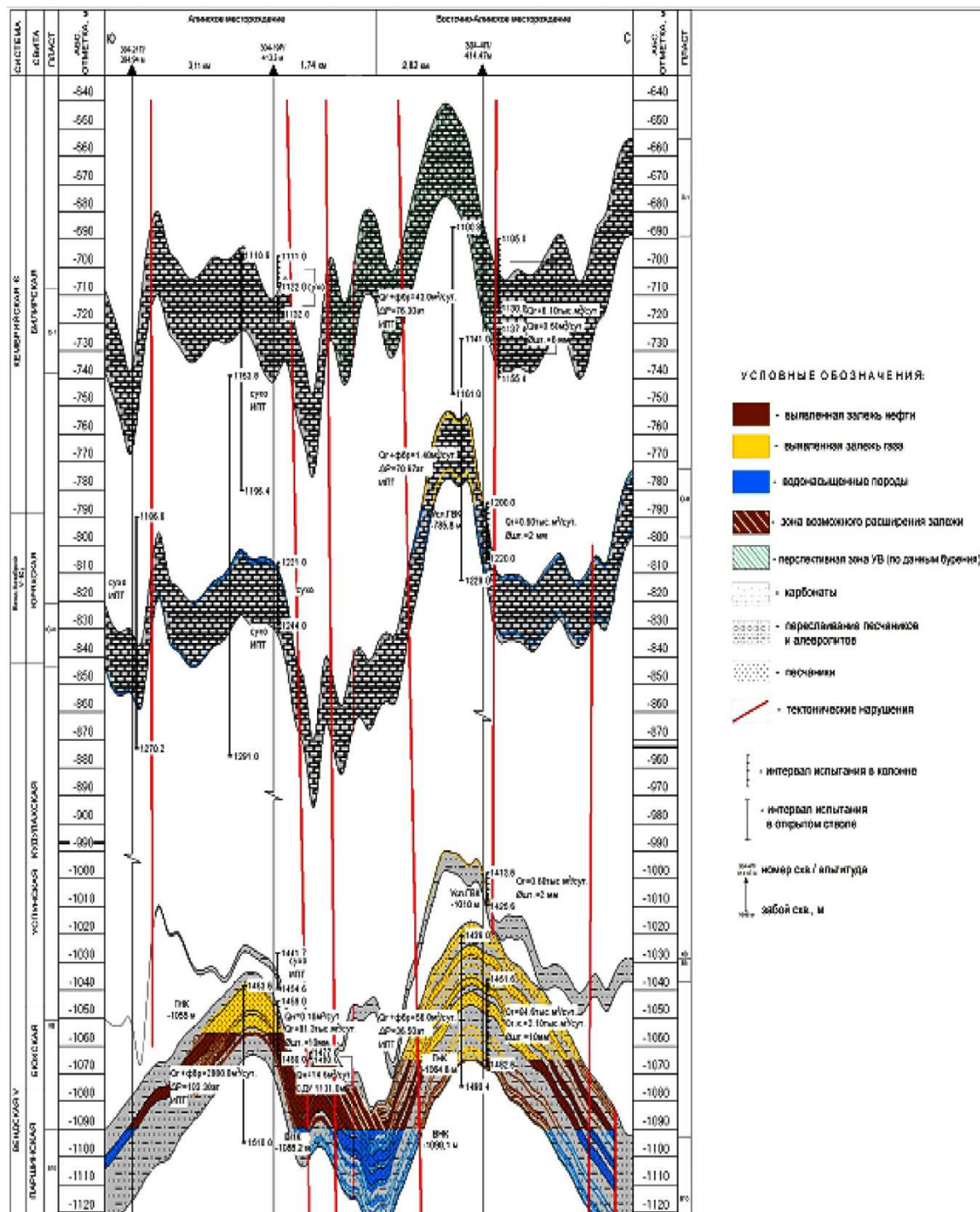


Рисунок 4 – Литолого-стратиграфический разрез Алинского месторождения

В 2016 году добыча нефти по месторождению составила 466,4 тыс. тонн, средний дебит нефти одной действующей скважины составил 17 тонн/сут. Обводнённость продукции составила 1,7 %.

С начала разработки месторождения добыто 1464,3 тыс. тонн нефти или 11,5 % от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти в 2017 году составил 3,4 %.

Общий фонд скважин по Алинскому месторождению составляет на 01.01.2017 г. 102 единицы (табл. 3).

Таблица 3 – Распределение фонда скважин по их назначению

Эксплуатационный фонд	134
Нагнетательные	60
Контрольный и пьезометрический фонд	1
Ликвидированные	11
Водозаборные	6

Основная доля добычи нефти приходится на наклонно-направленные скважины и составила по году 258,238 тыс. тонн или 76,5 %.

В 2017 году закачано 810,2 тыс. м³ воды. Текущая компенсация составила 92 %, накопленная – 75,1 %.

Распределение действующего фонда скважин по среднему дебиту и обводнённости продукции представлено в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Средний дебит скважин

Дебит нефти, тонн/сут.	Фонд скважин, шт.	% от общего фонда скважин	Абсолютный показатель группы, тонн/сут.
0–1	3	2,2	0,97
1–5	17	12,7	3,24
5–10	30	22,4	8,37
10–20	60	44,8	14,37
20–50	24	17,9	27,9

Таблица 5 – Распределение фонда добывающих скважин по обводнённости продукции

Обводнённость продукции, %	Фонд скважин, шт.	% от общего фонда скважин
0–2	96	71,6
2–20	28	20,94
20–50	10	7,46
Средняя обводнённость, %	1,68	

В процессе разработки месторождения наблюдается постепенное снижение пластового давления эксплуатационного объекта. Текущее пластовое давление хамакинского горизонта (пласт В₁₀) по состоянию на 01.01.2017 г. составило 116,8 атм. при начальном 117,2.

Осложнения, связанные с добычей флюидов

Общие сведения

Эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений часто сопровождается большим количеством осложнений, таких как отложения на внутренней поверхности промысловых трубопроводов неорганических солей и АСПО. Отложения приводят к значительному уменьшению проходного сечения трубопроводов, что влечёт за собой

рост внутреннего давления и, соответственно, увеличение механических напряжений в металле. Уменьшение проходного сечения НКТ приводит к снижению дебита добывающих скважин вплоть до их остановки. Отложение минеральных солей в нагнетательных линиях системы ППД может привести к формированию солевых пробок и непроходам оборудования при геофизических исследованиях. При этом межремонтный период работы промысловых трубопроводов существенно уменьшается, растут затраты на восстановление проектного режима работы оборудования. В этих условиях приоритетным становится комплексный подход к разработке новых и совершенствованию существующих технических средств и технологий для предотвращения осложнений колонне НКТ, трубопроводах систем нефтесбора и ППД.

АСПО представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафина и асфальтенов в маслах и смолах. Причем под парафинами понимается сложная смесь углеводородных компонентов с высокой температурой плавления, твёрдых в обычных условиях и способных при охлаждении образовывать кристаллы. В составе отложений могут также содержаться механические примеси в виде частиц породы и продуктов коррозии, кристаллы неорганических солей и вода. Процесс образования АСПО связан с изменением термодинамических и термобарических условий при подъёме газожидкостной смеси, а также с составом добываемого флюида, скоростью его движения и характеристиками внутренней поверхности оборудования.

Производственный процесс добычи нефти в условиях обводнения продукции неизбежно сопровождается с той или иной степенью интенсивности неорганических солей нефтепромысловом оборудовании. Главным источником выделения солей в твёрдой фазе является попутно добываемая минерализованная вода. Процессу отложения солей подвержены как скважинное, так и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции.

Выпадение твёрдого вещества в осадок происходит в том случае, если его концентрация в растворе превышает равновесную для данных условий. Такое превышение возможно в следующих случаях:

- при возрастании фактической концентрации;
- при снижении растворимости, вследствие изменения физико-химических условий.

Первое из этих условий может иметь место при смешивании несовместимых вод различного состава и растворении горных пород. Второе – при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий, приводящее к изменению равновесной концентрации растворённых веществ.

Процессу солеотложения благоприятствует:

- снижение давления при подъёме скважинной продукции;
- повышение температуры, например, за счёт теплоотдачи погружного электродвигателя;
- перенасыщение раствора растворимой солью по причине изменения давления и температуры или смешения вод одного типа, но с разной концентрацией ионов;
- изменение химического состава воды при смешении вод различных типов.

Тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60–80 %) одного из неорганических соединений, из которых наибольшее распространение имеют: карбонатные соли, преимущественно в форме кальцита; сульфаты кальция – гипс и ангидрит; галит; сульфаты бария – барит и стронция – целестин. Борьба с солеотложением включает в себя удаление уже сформировавшихся осадков, а также предупреждение их отложения.

Весь фонд добывающих и нагнетательных скважин Алинского месторождения подвержен осложнениям в виде выпадению АСПО на внутренней поверхности промыслового и скважинного оборудования, а также солеотложениям в стволах добывающих и нагнетательных скважин. Основными факторами, обуславливающими осложнения в процессе добычи нефти на Алинском месторождении, являются:

- 1) высокое содержание солей в добываемой продукции;
- 2) высокое содержание парафинов;
- 3) низкая пластовая температура;
- 4) низкое давление насыщения добываемого флюида.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

АСПО представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и сорбционно-солеватным слоем из нефтяных смол (ССЕ). Асфальто-смолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.). До 98 % АСВ составляет ароматические и нафтеновые структуры. Каркас структуры молекул смол и асфальтенов образует углеводородный скелет, составляющий 70–90 % от общего веса молекул.

В зависимости от природы нефти и содержания в ней твёрдых углеводородов состав отложений включает: парафины – 9–77 %; смолы – 5–30 %; асфальтены – 0,5–70 %; связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1–10 %; воду – от долей до нескольких процентов; серу – до 2 %.

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса:

- 1) асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
- 2) парафиновый – $P/(A+C) > 1$;
- 3) смешанный – $P/(A+C) \sim 1$,

где P , A и C – содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов соответственно.

Обычно под термином «парафины» объединяют всю углеводородную часть отложений. Хотя в данной части и преобладают n -парафины (метановые углеводороды, или алканы с прямой цепью), в меньшем количестве в ней содержатся нафтеновые (циклоалкановые) и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепями.

Смолы, входящие в состав АСПО, представлены, прежде всего, нейтральными смолами. Это полужидкие, иногда полутвердые тёмно-коричневого или чёрного цвета вещества. Относительная плотность смол от 0,99 до 1,08 г/см³. Молекулярная масса смол может достигать 1200. Они хорошо растворяются во всех нефтепродуктах и органических растворителях, за исключением этилового и метилового спиртов. В среднем смолы содержат до 15–17 % кислорода, серы, азота. С повышением молекулярной массы смол содержание кислорода, серы и азота снижается. Основой структуры молекул смол является плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая преимущественно из бензольных колец. В этой структурной сетке могут держаться нафтеновые и гетероциклические кольца (пяти и шестичленные).

По современным представлениям асфальтены – это полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. Плотность асфальтенов несколько больше единицы. В асфальтенах содержится (% масс.): 80–86 % углерода, 7–9 % водорода, до 9 % серы и кислорода, и до 1,5 % азота. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции.

Асфальтены рассматриваются как продукты уплотнения смол. Частица асфальтенов представляет собой «мицеллу», ядро которой состоит из высокомолекулярных полициклических конденсированных соединений преимущественно ароматического характера, а адсорбционный слой образуют низкомолекулярные поверхностно-активные.

На интенсивность образования АСПО в системе сбора нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются:

- снижение забойного давления и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение и сопутствующее ему уменьшение температуры жидкости стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

Растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры. Следует отметить, что резкое изменение температуры потока зачастую приурочено к интервалу дегазации газожидкостной смеси на участках снижения давления ниже давления насыщения.

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

Рост скорости движения нефти оказывает влияние на интенсивность отложений, которая вначале возрастает, а затем резко уменьшается. Рост интенсивности отложений объясняют увеличением турбулизации потока и увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальто-смолистых веществ. При достижении определённой скорости движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0–50 м от устья. Следует отметить, что при низком показателе шероховатости поверхности осаждения скорость потока, при которой будет происходить отрыв отложений, будет меньше. Шероховатость стенок также способствует выделению из нефти парафина в твёрдую фазу, так как микронеровности могут служить очагами зарождения кристаллов АСПО.

Согласно экспериментальным данным, прежде чем парафин выделяется на поверхности скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются. Но в случае содержания асфальтенов в концентрации 4–5 % и выше сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру, и образование сплошной решётки не происходит. В результате парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется. Смолы в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их.

Температура насыщения нефти парафином зависит от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтовых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти. С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях А/С, наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти.

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твёрдой органической фазы на поверхности оборудования. При этом образование отложений может происходить либо за счёт сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, либо за счёт возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования. Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна – парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически. При транспортировании нефти по трубопроводу протекают два процесса:

- 1) выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности;
- 2) кристаллизация n-алканов в объёме нефти.

Практически важным является не выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий:

- наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда;
- снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твёрдой фазы;

- наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Добываемая на Алинском месторождении нефть относится к парафиновым (содержание парафина 2,8 %), малосмолистым (5,15 %). Эта особенность в совокупности с низкой пластовой температурой (13 °С) является причиной быстрого изменения термодинамических условий потока жидкости при её подъёме по НКТ, в результате чего наблюдается выпадение АСПО на внутренних поверхностях промыслового оборудования. На интенсивность формирования АСПО оказывает влияние процесс дегазации восходящего газожидкостного потока при снижении давления в стволе скважины ниже давления насыщения, так как этот процесс сопровождается снижением температуры потока газожидкостной смеси ниже температуры кристаллизации парафинов. Пузырьки выделяющегося газа обладают способностью флотировать взвешенные частицы АСПО. В момент отрыва пузырька от твёрдой поверхности создаётся перепад давления между объёмной фазой и зоной, находящейся под пузырьком, в результате которого часть кристаллов парафина сносится к поверхности, граничащей со стенкой трубы, они соприкасаются со стенкой и выделяются на её поверхности.

Как видно из таблицы 6, процесс дегазации газожидкостной смеси в большинстве случаев начинается на забое ввиду снижения давления на приёме насоса ниже давления насыщения флюида. В таблице 7 представлены значения пластового и забойного давлений, снятых во время эксплуатации добывающих скважин.

Таблица 6 – Характеристика забойного давления

Номер скважины	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Создаваемая депрессия, МПа	Давление насыщения нефти, МПа
68-1	12,0	8,5	3,5	7,2
136	11,46	5,37	6,09	
1-1Гр	10,38	7,2	3,18	

Исходя из вышеприведённых данных, можно сказать, что основными причинами АСПО на осложнённом фонде является низкое давление насыщения пластового флюида, ввиду которого происходит дегазация газожидкостной смеси на приеме насоса, и, соответственно, её охлаждение ниже температуры кристаллизации парафинов. Ввиду высокой скорости потока отложения парафинов непосредственно на приеме насоса или в непосредственной близости от него не наблюдаются, так как отложения смываются потоком флюида. Как показывает практика, отложения парафинов наблюдаются в интервале от 50 до 800 метров. Именно в этом интервале создаются благоприятные условия для формирования АСПО. Также следует отметить, что содержание в нефти асфальтенов в не достаточное, для «естественного» ингибирования АСПО, которое происходит при концентрации асфальтенов 4–5 %, а низкая температура добываемого флюида увеличивает интенсивность отложений.

Солеотложения

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти установками электропогружных центробежных насосов (УЭЦН). Кристаллы неорганических солей на рабочих органах погружных установок могут привести к износу, заклиниванию и слому вала насоса. Также отложение солей происходит в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти.

По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определённого вида выделяется три группы солей: хлоридные, карбонатные и сульфатные.

Хлористый натрий (NaCl) – основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Галит – хорошо растворимое вещество, его растворимость в дистиллированной

воде при температуре 30 °С составляет 363 г/1000 г воды. Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия (галита) при добыче нефти встречены на месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. При обводнении нефтяных скважин этих месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причём осадок состоит почти исключительно из чистого галита. На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами. Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений – это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью.

Добываемая на Алинском месторождении продукция характеризуется высокой минерализацией доходящей до 199 г/л. Понижение давления и температуры газожидкостной смеси при её подъёме приводит к снижению предельной растворимости находящихся в её составе солей, что является причиной их отложения на стенках НКТ и скважинном оборудовании. Состав солевых отложений, формирующихся на внутренней поверхности промыслового оборудования, представлен на рисунке 5.

ПРОТОКОЛ
результатов количественного химического анализа
солевых отложений

Заказчик: ЦПКРС, НГДУ "Талаканнефть"

Основание: разовое задание

Акт отбора (приемки) проб: №02-300 от 04.03.2013

Регистрационный номер пробы: 1656

Дата отбора пробы: 02.03.2013

Место отбора пробы: куст 35А, скв. 37, КОС Гайберсон

НД на метод: МВИ-2-17-2000

№ п/п	Наименование показателя	Результаты анализа, % масс.	Характеристика погрешности, ±Δ, %
1	Органическая компонента	13,60	3,3
2	Нерастворимый остаток	0,11	4,4
3	Оксид железа (Fe ₂ O ₃)	0,31	7,4
4	Полуторные окислы (R ₂ O ₃)	0,04	6,4
5	Ионы кальция (Ca ²⁺)	0,27	3,8
6	Ионы магния (Mg ²⁺)	0,03	4,3
7	Ионы натрия (Na ⁺)	27,91	-
8	Хлориды (Cl)	46,98	1,3
9	Гидрокарбонаты (HCO ₃ ⁻)	0,03	0,02
10	Карбонаты (CO ₃ ²⁻)	0,23	6,6
11	Оксид кремния (SiO ₂)	0,09	2,3
12	Сульфаты (SO ₄ ²⁻)	0,08	8,1
13	Потери при прокаливании	10,32	11,5

Рисунок 5 – Состав солевых отложений Алинского месторождения

Как видно из результатов проведённого анализа, основным компонентом солевых отложений является хлорид натрия.

Наиболее часто отложения галита наблюдаются в лифтовых трубах добывающих скважин, на которых отсутствуют УПС. Это объясняется понижением температуры в процессе подъёма флюида. Также солеотложения наблюдаются на рабочих органах УЭЦН, ЭВН, штуцерирующих устройствах. В нагнетательных скважинах процесс отложе-

ния солей протекает наиболее интенсивно ввиду резкого перепада давления и температуры в процессе дросселирования в БДР при закачке рабочего агента в пласт.

Химический состав промышленных вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений. Поэтому следует отметить, что совместная закачка пресной и подтоварной воды, являющихся несовместимыми, может служить причиной образования карбонатных отложений. Химизм процесса образования карбонатных отложений может быть выражен следующим уравнением:



На данный момент отложения нерастворимых солей в масштабах, способных нарушить технологический процесс, не наблюдается, но на четвёртой стадии разработки с ростом обводнённости продукции до 90 % следует ожидать солеотложения в виде отложений кальцита.

Состав артезианской воды, используемой в системе ППД, представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Состав артезианской воды для ППД

Наименование показателей	Содержание, мг/л
Хлориды	9,2
Сульфаты	82
Гидрокарбонаты	278
Кальций	74
Магний	32
Натрий + Калий	5
Железо общее	0,26
Сероводород	≤5
Углекислота	15,4
Растворённый кислород	≤1
Жёсткость общая	6,3 °Ж
рН	6,0
Плотность, г/см ³	1
Минерализация	480

Все вышеназванные осложнения в процессе добычи нефти проявляются совместно и являются причиной уменьшения проходного сечения трубопроводов, увеличению нагрузки на установки УЭЦН, уменьшению межремонтных, межочистных периодов и дебитов добывающих скважин вплоть до их остановки. По этой причине для бесперебойной работы промысла необходимо использовать специализированные и комплексные методы, направленные на ликвидацию и предупреждение осложнений с учётом особенностей природы их образования и состава.

Методы борьбы и предупреждения осложнений

Методы борьбы с АСПО

Весь эксплуатационный фонд Алинского месторождения подвержен выпадению АСПО на внутренней поверхности НКТ, что обуславливает необходимость их удаления. Для этой цели на месторождении используются следующие методы:

- 1) термические;
- 2) механические.

К термическим методам борьбы с АСПО, используемым на месторождении, относятся:

- 1) применение установок прогрева скважин (УПС);
- 2) применение агрегата АДПМ для промывки скважин горячей нефтью.

Технология применения УПС сводится к спуску нагревательного кабеля в НКТ, последующему подключению к станции управления и подаче необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов. Для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля служит станция управления, позволяющая осуществлять контроль за работой нагревательных кабелей, передачи в реальном режиме времени с записью в архив всех рабочих параметров нагревательного кабеля и состояние аппаратуры шкафа управления.

Обработка скважин агрегатом АДПМ представляет собой закачку в затрубное пространство скважины подогретой (до 150 °С) нефти агрегатом АДПМ. При этом нисходящая горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток растворяет и выносит отложения. Привод всех механизмов агрегата осуществляется от тягового двигателя автомобиля (рис. 6).

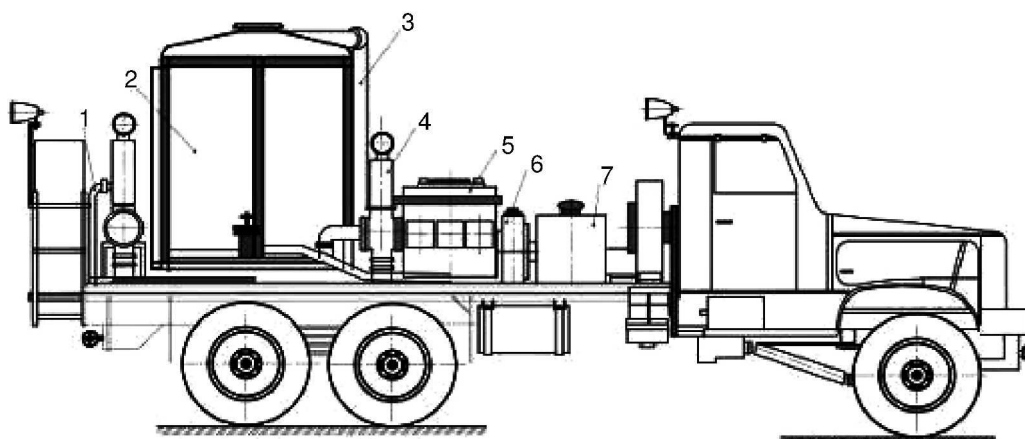


Рисунок 6 – Схема агрегата АДП 4-150:

1 – манifold; 2 – нагреватель; 3 – система воздухоподачи; 4 – система автоматического регулирования; 5 – нагнетательный насос 2НП-160; 6 – трансмиссия привода механизмов; 7 – топливная система

Этот способ прост, так как не требует остановки скважины. Однако это сопровождается большим расходом тепла на нагрев эксплуатационной колонны и колонны НКТ. Следует отметить, что данный метод борьбы с осложнениями является комплексным и частично очищает лифт скважины от отложений галита.

Наиболее распространённым методом депарафинизации, применяемым на Алинском месторождении, является механический. Он предполагает удаление образовавшихся отложений АСПО на НКТ путём их срезания скребками различной конструкции. На месторождении применяется периодическая депарафинизация с использованием передвижной установки для депарафинизации труб фрезой.

Установка для депарафинизации труб фрезами предназначена для периодической очистки внутренней поверхности НКТ фрезами с развитыми режущими поверхностями в фонтанных скважинах и оборудованных УЭЦН. Очистка парафина осуществляется за счёт срезания АСПО и последующим их выносом в систему нефтесбора. Основное оборудование размещено в будке на базе автомобиля. В комплект установки входят:

- 1) лебёдка депарафинизационная с проволокой на барабане;
- 2) мерный ролик;
- 3) счётчик;
- 4) прижимные ролики;
- 5) лубрикатор в комплекте с сальниковой головкой и направляющим роликом;
- 6) комплект фрез разного диаметра (35–50 мм);
- 7) наружный прожектор;
- 8) огнетушитель и кошма.

Достоинство данного способа депарафинизации заключается в оперативности выезда бригады, за исключением случаев сезонного отсутствия подъезда к кустовым площадкам.

Следует отметить опыт применения механических депарафинизаторов (лебёдок Сулейманова), которые оказались неэффективными ввиду низкого дебита скважин, не обеспечивающего достаточной скорости потока для выноса АСПО.

Методы борьбы с солеотложениями

При подъёме газожидкостной смеси и её движении от забоя к устью скважины происходит изменение её термодинамических параметров, что приводит к перенасыщению жидкости ионами солей, с последующим их отложением на оборудовании. Наиболее интенсивно отложение солей происходит на рабочих органах УЭЦН. Для ликвидации солеотложений на месторождении применяется технология обратной промывки скважин солевым раствором удельным весом 1,1 и более. Применение пресной технической воды в условиях геологического строения Алинского месторождения не представляется возможным ввиду наличия в геологическом разрезе вечномерзлых пород, а также низкой температуры добываемой жидкости. В этих условиях при проведении обратной промывки нисходящий поток жидкости охлаждается за счёт контакта с обсадной колонной, далее техническая вода поступает на приём насоса, далее в НКТ. При дегазации потока жидкости его температура снижается и появляется возможность замерзания и образования гидратов. Для промывки соляным раствором применяется агрегат типа УРАЛ-УНБ-125, который представляет собой комплект оборудования, смонтированный на шасси автомобиля типа УРАЛ, насос высокого давления НЦ-320, редуктор, силовую установку с дизелем Д144, центробежный насос ЦНС 38-154, мерный бак, шарнирные колёса и разборные трубопроводы.

Технологические параметры борьбы с осложнениями

Наиболее распространённым способом борьбы с АСПО на Алинском месторождении является термический и механический методы. При термическом методе борьбы применяют установки прогрева скважин (УПС) и промывки горячей нефтью при помощи установок АДП. Следует отметить, что применение скребкования на скважинах, оборудованных УПС невозможно ввиду наличия внутри НКТ греющего кабеля. В этом случае применяется промывка горячей нефтью. Для борьбы с солеотложениями применяется промывка скважин технической водой определённой плотности при помощи агрегата ЦА-320.

Распределение фонда скважин по способу борьбы с осложнениями представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Распределение фонда скважин по применяемому методу борьбы с осложнениями

Название метода борьбы с осложнениями	Количество скважин, на которых применяется метод	Средний МОП по методу борьбы	Количество скважино-операций за 2016 год
Промывка горячей нефтью АДП	36	10	368
Скребоквание бригадой АИС	36	6	1795
Установки прогрева скважин	98	–	–
Промывка солевым раствором	36	30	432

За 2016 год на месторождении было проведено 2163 скважино-операций по депарафинизации скважин, из них 369 – промывка скважин горячей нефтью агрегатом АДП, 1795 – механическое скребкование. Также было проведено 432 операции по промывке скважин солевым раствором. 98 скважин оборудовано УПС. Средний МОП по депарафинизации составил 8 сут. Средний МОП по борьбе с солеотложениями – 30.

Применение труб с внутренними покрытиями

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали и пр. Перспективность данного направления объясняют низкие эксплуатационные затраты на обслуживание скважин,

оборудованных НКТ с данными покрытиями и в ряде случаев существенное увеличение межочистного периода скважин при АСПО и солеотложениях. Идея применения покрытий основана на уменьшении шероховатости поверхности и, как следствие, уменьшении адгезии АСПО и солей к поверхности труб.

На данный момент выделяют следующие виды покрытий:

- 1) диффузионное цинковое покрытие;
- 2) бакелитовый лак;
- 3) силикатно-эмалевые покрытия;
- 4) эпоксидные покрытия.

Внутреннее диффузионное цинковое покрытие имеет высокую адгезию к железу и низкую к парафинам. Слоистая конструкция, образованная в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа, показала высокую коррозионную и эрозионную стойкость, улучшенную герметичность резьбовых соединений. У таких труб есть недостатки, такие как большая цена, относительно высокая шероховатость цинкового покрытия и его неприменимость на скважинах, нефть которых имеет щелочную реакцию.

Бакелитовый лак представляет собой раствор резольных смол в этиловом спирте, которые обладают низкой сцепляемостью с АСПО. Бакелитовые лаки обладают химической стойкостью во всех агрессивных средах, за исключением окислителей, щелочей и некоторых органических соединений. Сложный технологический процесс нанесения покрытий также ограничивает использование таких труб на месторождении

Силикатно-эмалевое покрытие. С технической точки зрения эмалирование – процесс адгезии силикатной эмали на поверхности металла, при этом прочность сцепления полученного композита выше прочности самой эмали. К достоинствам труб с таким эмалевым покрытием относятся широкий температурный диапазон эксплуатации (от -60 °C до $+350$ °C), высокая стойкость к абразивному износу и стойкость к коррозионному воздействию, при упругих деформациях металла не происходит разрушение, отслаивание эмали. К недостаткам относятся условия хранения и транспортировки таких труб, а так же невысокие прочностные характеристики.

Эпоксидные (полимерные) покрытия. Для создания таких покрытий применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость и длительный срок службы. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности НКТ позволяет:

- сократить гидравлические потери при перекачивании нефтепромысловых жидкостей;
- снизить скорость отложения асфальто-смоло-парафинов, солей и продуктов коррозии в полости труб;
- защитить внутреннюю поверхность от коррозии;
- увеличить межремонтный период работы скважин.

К эпоксидным полимерам относятся полиэтиленовые, полипропиленовые и ленточно-полиэтиленовые покрытия, которые наносятся на поверхность путём струйного распыления специальным оборудованием. Характерные свойства таких покрытий – очень высокая эластичность. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто, что важно при очистке и ремонте НКТ, допустимы кратковременная (до 1000 часов) обработка паром с температурой до 200 °C и кислотная промывка.

Эпоксидные лакокрасочные покрытия обладают хорошими адгезионными и механическими свойствами, износостойкостью, стойкостью к минерализованным водным средам, щелочам, слабым растворам кислот и т.п. Эпоксидные покрытия, модифицированные новолаком, кроме того имеют повышенную водо- и кислотостойкость.

Известно, что при спускоподъёмных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим и другим нагрузкам. Важными параметрами также является влияние циклического изменения температуры и теплового воздействия на ударную и адгезионную прочность лакокрасочных покрытий. Данные факторы не должны оказывать негативного влияния на целостность и адгезионную прочность покрытия, существенно ухудшая его свойства. Испытания показали, что данным условиям наиболее соответствуют трубы с эпоксидными новолачными лакокрасочными и эмалевыми покрытиями.

Расчёт экономической эффективности от внедрения НКТ с покрытием ТС3000F на фонде вновь вводимых скважин

В качестве инженерно-технического мероприятия, позволяющего снизить расходы на обслуживание осложнённого фонда скважин, предлагается внедрять на вновь вводимых после бурения скважинах НКТ с фенольно-полимерным покрытием ТС3000F. Применение труб с данным покрытием позволит снизить межочистной период скважин при АСПО и солеотложениях, а, следовательно, и расходы на проведение мероприятий по борьбе и ликвидации осложнений. Для расчёта эффективности применения труб с полимерным покрытием ТС3000F был проведён анализ борьбы с осложнениями на добывающем фонде скважин Алинского месторождения за 2016 год. Количество операций, а также информация о межочистном периоде при каждом методе борьбы с осложнениями представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика борьбы с осложнениями за 2016 год

Количество скважин, подверженных обработкам	Название операции	Межочистной период, сут.	Количество операций за 2016 год	Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Итого затрат по методу борьбы с осложнениями, тыс. руб.
36	ЛС	6	1795	13	23335
36	АДП	10	368	23	8464
134	ЦА	30	1608	7	11256
Итого затрат	43055 тыс. руб.				

Из таблицы 9 видно, что за 2016 год на борьбу с осложнениями на фонде добывающих скважин (всего 134 скважины) было затрачено 43,055 млн руб. Следует отметить, что на скважинах, оборудованных УПС, проведение скребкования и промывок горячей нефтью агрегатом АДПМ не требуется. На 2017 год на Алинском месторождении планируется введение 9 новых скважин, проектный дебит которых равен 17,5 тонн/сут. Скважины предполагается эксплуатировать фонтанным способом. При падении дебита менее запланированного скважины оборудуются установками УЭВН. Взяв за основу данные по борьбе с осложнениями за 2016 год, представленные в таблице 1, произведём расчёт необходимых затрат на борьбу с осложнениями на фонде вновь вводимых скважин при использовании обычных НКТ. Результаты расчётов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Затраты на борьбу с осложнениями на 2017 год при использовании НКТ без покрытия

Количество скважин, подверженных обработкам	Название операции	Межочистной период, сут.	Количество операций за 2016 год	Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Итого затрат по методу борьбы с осложнениями, тыс. руб.
9	ЛС	6	449	13	5837
	АДП	10	108	23	2184
	ЦА	30	324	7	2268
Итого затрат	10289 тыс. руб.				

Затраты на борьбу с осложнениями на фонде вновь вводимых скважин на 2017 год составят 10, 289 млн руб.

Как показывает промысловая практика и характеристика завода-изготовителя, применение в качестве НКТ труб с полимерным покрытием ТС3000F позволит увеличить межочистной период скважин в среднем в 5 раз. За счёт увеличения межочистного периода количество скважино-операций по борьбе с осложнениями уменьшится. Результаты расчёта количества необходимых затрат на борьбу с осложнениями в 2017 году при применении труб с полимерным покрытием представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Затраты на борьбу с осложнениями на вновь вводимом фонде скважин при применении НКТ с покрытием

Количество скважин, подверженных обработкам	Название операции	Межочистой период, сут.	Количество операций за 2016 год	Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Итого затрат по методу борьбы с осложнениями, тыс. руб.
9	ЛС	30	108	13	1404
9	АДП	50	66	23	1518
9	ЦА	150	22	7	154
Итого затрат	3076 тыс. руб.				

Определим затраты на внедрение НКТ на вновь вводимом фонде скважин из следующих исходных данных.

Таблица 12 – Исходные данные

Показатель	Значение	Значение за год
Длина подвески НКТ, м	800	–
Количество НКТ на скважину	89	–
Среднесуточный дебит скважин по нефти, тонн/сут.	17,5	51738 тонн
Фактическая средняя наработка обычной НКТ в скважине, сут.	532	–
Средняя наработка НКТ с покрытием, сут.	1200	–
Закупочная цена обычной НКТ, руб./м	1500	10,8 млн руб.
Закупочная цена НКТ с покрытием, руб./т	3000	21,6 млн руб.
Планируемая продолжительность ТРС, бригадо-час	95	
Стоимость 1 бригадо-часа, руб.	12000	7,69 млн руб.
Стоимость обслуживания добывающего оборудования, руб./сут. (не включая борьбу с осложнениями)	4120	13,534 млн руб.
Условно-переменные расходы, всего, руб./т, в том числе	120	6,208 млн руб.
Условно-переменные затраты на подготовку тонны нефти, руб.	60 стоим	3,04 млн руб.
Условно-переменные затраты на добычу и перекачку тонны жидкости, руб.	76 стоим	3,971 млн руб.
Коэффициент эксплуатации скважин	0,9	–
Обводнённость продукции, %	1,0	–
НДПИ, руб./т	919	47,547
Цена реализации нефти без НДС (сорт нефти ВСТО), руб./т	11500	665,69 млн руб.

Рассчитаем затраты на внедрение НКТ и добычу 1 тонны нефти при различных видах применяемых НКТ.

Таблица 13 – Характеристика затрат

Количество внедряемых подвесок	Затраты на закупку и внедрение НКТ, млн руб.		Затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.	
	ТС3000F	обычные НКТ	ТС3000F	обычные НКТ
9	29,29	18,49	5177,6	5317

Проведённые расчёты доказывают эффективность применения труб с полимерным покрытием. Внедрение труб с покрытием ТС3000F обеспечит экономию средств за счёт снижения затрат на добычу 1 тонны нефти. Результаты расчётов занесём в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчёт экономической эффективности предлагаемых мероприятий

Годовой экономический эффект, млн руб.	Период окупаемости дополнительных затрат на покупку с НКТ с покрытием	Средняя наработка НКТ с покрытием, сут.	Экономический эффект от внедрения НКТ с покрытием, млн руб.
7,185	243 сут.	1200	12,87

На основании расчёта эффективности применения труб с покрытием ТС3000F на вновь вводимом фонде скважин можно заключить, что применение данного вида НКТ является экономически обоснованным. Экономический эффект заключается в снижении затрат на борьбу с АСПО и солеотложениями на добывающем фонде скважин. Экономический эффект от внедрения труб с покрытием ТС3000F составляет 7,185 млн руб./год за весь период эксплуатации 9 внедряемых подвесок НКТ до их планового извлечения из скважин составит 12,87 млн руб. Срок окупаемости дополнительных затрат, связанных с закупкой и внедрением НКТ, составит 243 сут.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., 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.
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., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. 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.
9. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Издательство «Недра», 2004. – 402 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019.
13. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 53–73.

16. Гайсин А.В., Фаресов А.В. Исследования эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // 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. – 2018. – Ч. 1. – С. 111–113.

17. Гайсин А.В., Фаресов А.В. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтегазовой отрасли // 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. – 2018. – Ч. 1. – С. 114–117.

18. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // 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. 216–218.

19. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

20. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М., Савенок О.В. Предупреждение и ликвидация отложений солей при добыче нефти на Ключевом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 27–52.

21. Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» / Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития : Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции (24–29 мая 2010 года, Геленджик, Краснодарский край); ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.

22. Савенок О.В., Пономарёв Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – № 9. – С. 32–37.

23. Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // 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/41.pdf>

24. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления 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. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264.

25. Салов С.А., Очередько Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 51–73.

26. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин» (18–19 апреля 2013 года, г. Краснодар, пос. Яблоновский).

27. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление // Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620192. Заявка № 2012621424. Дата поступления 13 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 9 января 2013 г.

28. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation at oil production. – M. : Nedra publishing house, 2004. – 402 p.
10. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.
13. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight with the EXPERT POE // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Actions for fight against ASPO in the production wells equipped with ShSNU on the Stepanovsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 53–73.
16. Gaixing A.V., Faresov A.V. Researches of efficiency of inhibitors asfaltosmoloparafinovykh of deposits // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – 2018. – Part 1. – P. 111–113.
17. Gaixing A.V., Faresov A.V. Fight against asfaltosmoloparafinovy deposits in the oil and gas industry // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – 2018. – Part 1. – P. 114–117.
18. Ladenko A.A. Cleaning of deposits of salts // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 216–218.
19. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiyе of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
20. Omelchenko N.N., Iolchuyev A.M., Savenok O.V. Prevention and elimination of deposits of salts at oil production on the Key field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 27–52.
21. Savenok O.V., Kusov G.V. The analysis of efficiency of application of methods of fight against ASPO on a well stock of LLC RN-Krasnodarneftegaz / Modern technologies of workover and increase in oil recovery and layers. Prospects of development : Collection of reports of the 5th International scientific and practical conference (on May 24–29, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Krai); LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Nitpo Scientific and Production Firm, 2010. – P. 279–282.

22. Savenok O.V., Ponomaryov D.M. The analysis of the existing methods of fight against asphaltomoloparafinovy deposits (ASPO) at oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIOENG, 2011. – № 9. – P. 32–37.

23. Savenok O.V. Problema of salt sedimentation – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>

24. Savenok O.V. Ispolzovaniye the kolyubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.

25. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 51–73.

26. Sharypova D.D., Savenok O.V. Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling» (on April 18–19, 2013, Krasnodar, settlement of Yablonovsky).

27. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyye deposits and hydrate formations: prevention and removal // Certificate on the state registration of database № 2013620192. Application № 2012621424. Date of receipt on December 13, 2012. It is registered in the Register of databases on January 9, 2013.

28. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ БИОТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОЧИСТКИ РАЗЛИЧНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF BIOTECHNOLOGIES FOR THE PURIFICATION OF VARIOUS ENVIRONMENTAL POLLUTION

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Аннотация. Целью данной статьи является рассмотрение понятия термина «биотехнология» в целом и биотехнологических методов, используемых для очистки различных загрязнений окружающей среды, а также ознакомление с современными биотехнологиями охраны окружающей среды. Описана биотехнология переработки отходов, биотехнология защиты атмосферы, биологическая рекультивация, биотехнология очистки вод, биотехнология переработки отходов растительности, биотехнология охраны земель и биотехническая очистка почв от нефти и нефтепродуктов.

Ключевые слова: биотехнология переработки отходов; биотехнология защиты атмосферы; биологическая рекультивация; биотехнология очистки вод; биотехнология переработки отходов растительности; биотехнология охраны земель; биотехническая очистка почв от нефти и нефтепродуктов.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of chemistry department,
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Annotation. The purpose of this article is to examine the concept of the term «biotechnology» in general and biotechnological methods used to purify various environmental pollution, as well as to familiarize ourselves with modern biotechnologies for environmental protection. The biotechnology of waste processing, biotechnology of atmosphere protection, biological reclamation, biotechnology of water purification, biotechnology of waste vegetation processing, biotechnology of land protection and biotechnical cleaning of soils from oil and petroleum products are described.

Keywords: biotechnology of waste processing; biotechnology of atmospheric protection; biological re-cultivation; biotechnology of water purification; biotechnology processing of waste vegetation; biotechnology of land protection; biotechnical cleaning of soils from oil and oil products.

Введение

В настоящее время человечество стоит перед проблемой экологического кризиса, т.е. такого состояния среды обитания, при котором вследствие произошедших в ней изменений среда обитания оказывается непригодной для жизни людей. Экологический кризис – это напряжённое состояние взаимоотношений между человеком и природой, характеризующееся несоответствием развития производительных сил и производственных отношений в человеческом обществе ресурсно-экологическим возможностям биосферы. Загрязнением окружающей среды называется поступление или возникновение в ней новых, обычно не характерных для нее физических, химических, биологических или информационных агентов, приводящее к отрицательным последствиям. Загрязнение природной среды может возникнуть как в результате воздействия природных, естественных факторов, так и в результате хозяйственной деятельности человека. Примерами антропогенных загрязнений являются аварии и катастрофы на промышленных объектах, с выбросом радиоактивных, химических и биологических веществ. Не менее значительными и опасными являются загрязнения, связанные с обычной хозяйственной деятельностью, с работой предприятий, транспорта и т.д. Загрязнения делят на следующие группы: физические, химические, физико-химические, биологические. В России за последние несколько десятилетий в условиях ускоренной индустриализации и химизации производства подчас внедрялись экологически грязные технологии. При этом недостаточно внимания уделялось условиям, в которых будет жить человек, т.е. каким воздухом он будет дышать, какую воду он будет пить, чем он будет питаться, на какой земле жить.

Большие перспективы в области охраны окружающей среды и рационального природопользования имеют достижения биотехнологии.

Биотехнологии

Биотехнологии как направления науки и практики являются пограничной областью между биологией и техникой отраслей человеческой деятельности. Они представляют собой совокупность методов и приёмов получения полезных для человека продуктов, явлений и эффектов с помощью микроорганизмов. Применительно к охране окружающей человека природной среды биотехнологию можно рассматривать как разработку и создание технологических процессов, основанных на продуктах жизнедеятельности биологических объектов, микробных культур, сообществ, их метаболитов и препаратов, путем включения их в естественные круговороты веществ, элементов, энергии и информации. Методами и приёмами биотехнологии являются фундаментальные и прикладные наработки микробиологии, биохимии, биофизики, клеточной и генной инженерии, их сочетание.

История биотехнологии насчитывает тысячелетия (производство хлебопечения, виноделие, сыроделие и т.д.). Однако ежегодно появляются новые прикладные направления биотехнологии, общим для которых является искусственное создание условий для эволюционных, биогеохимических процессов на Земле в виде характерных биореакторов, реализующихся с большими скоростями, оставаясь совместимыми по своим продуктам с окружающей природной средой.

На протяжении столетий человечество добывало металлы из богатых и относительно простых по химическому составу руд. По мере истощения запасов таких руд стали использовать полиметаллические и более бедные руды. Традиционные способы добычи металлов загрязняли окружающую «природную среду отходами, шлаками (полезно используется не более 2 % сырья). При этом извлекался только один элемент, а сопутствующие накапливались в отвалах.

Более совершенен и менее антропогенен гидрометаллургический метод, основанный на использовании водных растворов, одним из разновидностей которого является бактериально-химическое выщелачивание металлов.

Основу этого процесса составляет окисление содержащихся в рудах сульфидных минералов тионовыми бактериями. К таким минералам относятся сульфиды железа, меди, никеля, цинка, кобальта, свинца, молибдена, серебра, мышьяка. Металлы переходят из нерастворимой сульфидной формы в растворимую сульфатную. Полученные концентрированные (до 50 г/л) железосодержащие растворы отправляются на экстракцию и электрохимическую обработку (аналогична обработка и других металлов).

Биотехнология выщелачивания металлов может использоваться как для непосредственной обработки в пласте, так и в заброшенных карьерах и отвалах, что в целом улучшает охрану окружающей природной среды (более 5 % металлов в мире добывается в настоящее время таким способом и в перспективе его применение несомненно возрастёт).

Тионовые бактерии находят также применение для предварительного понижения содержания серы в рудном сырье. Содержание серы в углях может достигать 10–12 %, при их сжигании образуется сернистый ангидрид, который в дальнейшем выпадает в кислотных дождях. Принципиально биотехнология снижения серы в углях аналогична выщелачиванию металлов. Попутно выделяются содержащиеся в углях германий, вольфрам, никель, бериллий, ванадий, золото, медь, кадмий, свинец, цинк.

При добыче каменного угля зачастую выделяется метан, являющийся причиной взрывов и смертельных случаев на шахтах. Наряду с имеющимися способами борьбы с метаном в шахтах применяется и биотехнологический, в основе которого лежит процесс поглощения метана метанооксиляющими бактериями в угольных пластах и выработанных пространствах.

Для метанооксиляющих бактерий метан служит одновременно источником углерода и энергии (1/3 расходуется на увеличение биомассы, а 2/3 – на образование внеклеточных органических соединений и углекислого газа). Метанооксиляющие бактерии выращивают в ферментерах, концентрируют и непосредственно в шахте приготавливают рабочую суспензию с добавками азота и фосфора, которая закачивается в пласт из расчёта 30–40 л на 1 тонну угля. Необходимый для развития бактерий кислород подают в пласт компрессорами. Содержание метана в этом случае снижается более чем в 2 раза и в 1,5 раза повышается отдача угольного пласта.

Заметное место среди средств повышения вторичной добычи нефти принадлежит также биотехнологии. При нефтедобыче извлекается не более 50 % её запасов в пласте, что обусловлено прочной связью нефти с породой. Повышение нефтедобычи пласта на 10–16 % равносильно открытию нового месторождения. После закачивания воды для активизации биохимической активности микробов проводят аэрацию в зоне нагнетательной скважины. Это вызывает микробное разрушение нефти с образованием углекислого газа, водорода, низкомолекулярных органических кислот, которые поступают в анаэробную зону пласта и разрушаются анаэробными метангенерирующими бактериями с образованием метана. Разрушение нефти и образование газов приводит к разжижению её, увеличению текучести и повышению газового давления в пласте, что сопровождается увеличением нефтедобычи (в отдельных случаях до 30 %) и снижению антропогенного воздействия на окружающую природную среду.

Биотехнологии, используемые для очистки различных загрязнений окружающей среды

Благодаря достижениям современных учёных (микробиологов, экологов, биохимиков) биотехнология успешно применяется и справляется с важными экологическими проблемами. В работе приведён ряд примеров применения современных биотехнологий, используемых для охраны окружающей среды.

Биотехнология переработки отходов

Не отрицая важности для окружающей природной среды большого опыта и разнообразия механических и физико-химических методов утилизации твёрдых бытовых отходов, реальную перспективную альтернативу представляют биотехнологические методы. Особую важность биотехнологии переработки отходов обуславливает недолговременная исчерпаемость традиционных энергоносителей: угля, нефти, газа, а также далеко не бесспорные экологические характеристики атомных электростанций.

Биотехнология переработки твёрдых отходов не только позволяет утилизировать биогаз и снизить энергетический дефицит, но и в значительной степени уменьшить антропогенную нагрузку на окружающую природную среду, в том числе уменьшить компоненты парникового эффекта.

Общим подходом к биотехнологии утилизации отходов с энергетическими целями является их анаэробная деструкция. Анаэробное сбраживание представляет собой бескислородный ферментативный стадийный микробный процесс, осуществляемый в мезофильных условиях с помощью различных групп микроорганизмов. Время контакта твёрдых отходов с микроорганизмами составляет 5–30 суток в зависимости от сырья, влажности, перемешивания.

В большинстве случаев при обработке твёрдая фаза имеет 3–5 %-ную концентрацию веществ, до 75 % из которых органические компоненты, примерно 50 % их превращаются при сбраживании в биогаз. Газ состоит на 65–70 % из метана, 25–29 % – углекислоты, а остальное составляют водород, сероводород, аммиак. Средняя производительность по газу составляет 1 л на 1 кг биологически окисляемых веществ. Средняя теплота сгорания биогаза 22–24 МДж/м³. Возможные пути утилизации биогаза – использование в котельных для обогрева; получение электроэнергии посредством газогенераторных установок; сжижение и использование в качестве автомобильного топлива или бытового баллонного газа.

В США, Японии, Германии насчитываются сотни, а в Китае десятки тысяч ферментеров для получения электроэнергии индивидуального пользования в жилом секторе и на сельскохозяйственных фермах путём переработки собственных и с незначительным добавлением растительных отходов. В нашей стране получение биогаза не вышло из стадии опытно-промышленных исследований, но перспектива развития биотехнологии в этом направлении, особенно для сельских регионов, очевидна.

Несколько иной механизм биодеструкции, но также с получением биогаза наблюдается при переработке твёрдых бытовых отходов (ТБО) на полигонах. На первой стадии катаболизма ТБО преобладают аэробные микробные процессы в сочетании с

физическими и химическими, по существу представляющие биокомпостирование. После исчерпания кислорода снижается температура ТБО, происходит развитие микроаэрофилов, факультативных анаэробов, участвующих в образовании метана. В тёплый период года наблюдается интенсивное метанообразование (от 3,1 до 371 л/кг ТБО в год). Уменьшение размера частиц ТБО до 10–20 мм увеличивает газоинтенсивность метановыделения в 4 раза. Положительное воздействие оказывает на метаногенез внесение в ТБО твёрдой фазы сточных вод станции аэрации особенно после анаэробной биодеструкции в качестве посевного биоматериала (инокулянта). В основе биогаза от ТБО практикой идентифицировано до 46 компонентов, доминантным из которых является метан (50–60 %).

Биогаз, образующийся на свалках, может быть извлечён при помощи вертикальных или горизонтальных перфорированных труб из полиэтилена. После удаления конденсата и пыли его теплота сгорания составляет 17–20 МДж/м³, а при дальнейшей очистке может достичь 34–37 МДж/м³.

Биотехнология защиты атмосферы

Молекулы, служащие источником дурно пахнущего загрязнения воздуха, образуются в результате множества различных процессов. Эти молекулы часто органические и могут подвергаться микробной деградации. Пороговые концентрации дурного запаха весьма незначительные. Например: валериановая кислота – 0,6 %; тиюфенол – 0,06; диамилсульфид – 0,14; масляная кислота – 1; метилмеркantan – 1Д04; скатол – 1,2; этилмеркantan – 0,19 %.

Дурно пахнущие запахи удаляют биотехнологически в «сухих» или «мокрых» биореакторах.

«Мокрый» реактор, или биоскруббер, работает как реактор с насадкой с иммобилизированной биомассой и противотоком жидкости. Дурно пахнущие газы при этом переносятся из газовой фазы в жидкую, как в обычном скруббере, а затем окисляются закрепленной биомассой. Основные преимущества этого процесса:

- большая эффективность поглощения, биоокисление практически до нуля снижает дурно пахнущие загрязнения, резко уменьшается объем поглощающей жидкой фазы;
- параллельно решается проблема удаления сточных вод.

«Сухой» биореактор загружается насадкой из биоактивного сорбирующего материала (компост, торф), через который продувают загрязнённые газы. Сорбированные соединения активно окисляются микробными сообществами, развивающимися на поверхности насадки, одновременно регенерируя её. По такой биотехнологии, например, производится очистка воздуха в свинарниках.

Институт Биохимии им. А.Н. Баха РАН (ИНБИ) – лидер российского рынка в области биологических методов очистки промышленных вентвыбросов от паров летучих органических соединений (ЛОС). Оно разработало уникальную микробиологическую технологию БИОРЕАКТОР, которая выгодно отличается от существующих методов по своим техническим параметрам, капитальным и эксплуатационным затратам. Основой технологии БИОРЕАКТОР является консорциум природных иммобилизованных микроорганизмов, специально подобранных и адаптированных для высокоэффективной (80–99 %) деградации разнообразных ЛОС, например, ароматических углеводородов, карбонильных, СГ, хлорорганических и многих других соединений. БИОРЕАКТОР также эффективен для удаления неприятных запахов.

Поставка установок БИОРЕАКТОР производится на условиях «под ключ» от разработки до обслуживания. Технология защищена рядом отечественных патентов. С 1997 года английская компания «Sutcliffe Croftshaw» по лицензии выпускает установки БИОРЕАКТОР в Великобритании.

Технология БИОРЕАКТОР позволяет значительно (до 50 %) сократить производственные затраты на изготовление вследствие интенсификации процесса биоочистки и уменьшения габаритов установок. По оценкам фирмы «Sutcliffe» только в Великобритании можно вводить в строй до 3–6 установок в год стоимостью от 100,000 долларов США.

Биофильтрационная установка для очистки и дезодорации газоздушных выбросов Лаборатории «Технологии промышленного биосинтеза».

Биофильтрационная установка рекомендуется для очистки и дезодорации газоздушных выбросов от вредных органических веществ, применительно к различным экологически грязным производствам, в том числе химическим, нефтехимическим, металлургическим, деревообрабатывающим, лакокрасочным, пищевым, сельскохозяйственным и другим.

Способ основан на микробиологической утилизации вредных органических веществ с образованием углекислого газа и воды специально подобранными нетоксичными штаммами микроорганизмами (деструкторами загрязнений), проверенными и зарегистрированными в установленном порядке. Способ реализуется в новой высокоэффективной биофильтрационной установке, обеспечивающей эффективную непрерывную очистку отработанных газоздушных выбросов от различных органических загрязнений: фенол, ксилол, толуол, формальдегид, циклогексан, уайт-спирит, этилацетат, бензин, бутанол и др.

В состав установки входят:

- биоабсорбер – вспомогательное оборудование – циркуляционный насос, клапан;
- ёмкость (100 л) для солевого раствора, КИП, теплообменник, хвостовой вентилятор.

Установка в рабочем состоянии (с жидкостью) весит около 6,0 тонн, имеет габариты 4х3,5х3 м (в помещении) и установочную мощность 4 кВт.

Преимущества разработки. Биофильтрационная установка имеет следующие основные преимущества:

- высокую эффективность очистки газо-воздушных выбросов (от 92 до 99 %),
- низкие эксплуатационные энергозатраты до 0,3 кВт·ч/м³;
- высокую производительность по очищаемому газовому потоку (10–20 тыс./м³·ч),
- низкое аэродинамическое сопротивление газовому потоку (100–200 Па);
- простое обслуживание, длительную, надёжную и безопасную эксплуатацию.

Научно-техническая разработка отработана в промышленном варианте.

Институт ГосНИИсинтезбелок разработал установку для очистки газоздушных выбросов многокомпонентного состава микробиологическим методом на предприятиях химической, химико-фармацевтической, лакокрасочной, полимерной и других отраслей промышленности.

Предлагаемая технология позволяет обезвреживать легко летучие органические вещества, серосодержащие соединения, ароматические и нормальные углеводороды. Обеспечивает эффективность очистки от органических загрязнений при одноступенчатой очистке не менее 97 %; располагать установки на крышах производственных цехов, в непосредственной близости от источника выброса. Гарантирует стабильное качество очищенного и дезодорированного потока, в процессе длительной, постоянной эксплуатации исключает продувку системы и регенерацию биомассы.

В августе 2003 года на Чебоксарском агрегатном заводе проведены испытания абсорбционно-биохимической установки (АБХУ) очистки вентиляционного воздуха от триэтиламина.

Очистка вентиляционного воздуха осуществляется абсорбционным методом с биологической регенерацией абсорбента в АБХУ 9.00.00.000, разработанной и поставленной УП «Газоочистка-Сервис», г. Минск. Штамм микроорганизмов для регенерации абсорбента разработан и поставлен ГНУ «Институт микробиологии НАНБ», г. Минск.

- Концентрация триэтиламина в вентиляционном воздухе составляет: на входе в АБХУ – 780–1176 мг/м³, на выходе из АБХУ – 4–21 мг/м³.
- Эффективность очистки вентиляционного воздуха от триэтиламина составила 96–99 %.
- Концентрация фенола, формальдегида, бензола на выходе из АБХУ ниже предела измерений.
- Регенерация абсорбционного раствора осуществляется биологическим методом, концентрация триэтиламина в растворе не превышает 1,5 г/л (среднее значение), при неработающем технологическом оборудовании концентрация триэтиламина снижалась до 0,03 г/л.

В состав АБХУ входят: абсорбер АК 1991.00.00.000; биохимический аппарат АР 40.00.000; вентилятор ДН 12,5у; вентилятор ВР 100-45; насос водяной К 65-50-160; шламоуловитель АФ 10.05.00.000; пылеуловитель ПУ 1.00.000; воздухопроводы, трубопроводы, регулирующая арматура.

Установлены следующие оптимальные параметры газоочистки:

- производительность АБХУ по вентвоздуху – 40000 ± 500 м³/ч;
- интенсивность рециркуляции абсорбента в абсорбере – $1 \pm 0,4$ м³/ч;
- гидравлическое сопротивление абсорбера – 2000–2200 Па;
- циркуляция раствора в эрлифте (воздушном насосе) – 10–15 л/мин.;
- общий расход сжатого воздуха на биохимическую систему – 42 м³/ч;
- концентрация биогенных добавок в абсорбционном растворе: РО₄ – 20–70 мг/л;

NH₄ = 50–100 мг/л;

- рН абсорбента 6,5–8,0; ХПК 100–1000 мг О₂/л;
- сток абсорбционного раствора в заводскую канализацию и систему оборотного водоснабжения отсутствует.

Эффективность улавливания вредных органических и взвешенных веществ в абсорбенте (средние значения): фенол 98 %; формальдегид 93,5 %; цианиды 93 %; бензол 98 %; триэтиламин 87 %; полиизоцианаты 93 %; пыль неорганическая 88 %.

Использование биотехнологических методов для охраны окружающей среды, в частности атмосферы, является весьма перспективным. Привлекательными аспектами являются весьма низкие, по сравнению с другими методами, капитальные и эксплуатационные затраты, а также простота, надежность и отсутствие источников вторичного загрязнения.

В последнее время жители ряда европейских городов всё чаще обнаруживают установленные в самых, казалось бы, не подходящих местах цветочные горшки, причём с растениями, которые трудно назвать декоративными. Прохожие недоумевают, но всё объясняется просто: это так называемые биоиндикаторы, а установлены они в рамках проекта «Euro-Bionet» – программы, цель которой состоит в мониторинге состояния воздуха в европейских городах. Недавно в Штутгартском университете были подведены промежуточные итоги этого длящегося вот уже 4 года проекта. В его основе – идея использовать для экологического мониторинга биоиндикаторы, то есть растения, реагирующие на присутствие в атмосфере тех или иных вредных примесей.

Сегодня учёные обладают целым набором таких узкоспециализированных растений: табак очень восприимчив к концентрации озона в воздухе, листовая капуста чутко реагирует на содержание углеводов, злаки позволяют судить о присутствии тяжёлых металлов. Есть растения, выявляющие в атмосфере мутагены, то есть вещества, способствующие изменениям генетической структуры. Кроме того, программа рассчитана и на психологический эффект: появление непривычных растений в неожиданных местах призвано напомнить прохожим о важности экологических проблем.

В рамках проекта сто таких станций мониторинга были установлены в 12-ти крупных европейских городах. По словам Андреаса Клумпа (Andreas Klumpp), научного сотрудника Института экологии растений и сельского хозяйства при Штутгартском университете и координатора проекта «Euro-Bionet», естественно, в крупных мегаполисах регистрируется гораздо более высокая концентрация вредных веществ в воздухе, чем в небольших городах или в сельской местности. Тем не менее, по подавляющему большинству вредных примесей ситуация в Германии не вызывает серьёзных опасений, хотя в отдельных населённых пунктах по тем или иным показателям загрязнение может оказаться и довольно высоким.

Конечно, проект не ограничивается использованием биоиндикаторов: учёные располагают и традиционными измерительными приборами. Однако растения позволяют не просто выявить само наличие вредных веществ, но и изучить их воздействие на живой организм. Кроме того, биоиндикаторы эффективнее, когда речь идёт о поиске источников загрязнения. Горшки с растениями можно легко переносить с места на место, и им – в отличие от традиционных приборов – не нужна электророзетка.

В одном из британских городов новый метод позволил в первый же год выявить весьма тревожную ситуацию. Оказалось, что крупное местное промышленное предприятие загрязняло окружающую среду гораздо сильнее, чем принято было считать.

Недавно группа специалистов завершила изучение экологической обстановки в средиземноморском регионе, причём здесь также широко применялись биоиндикаторы. По словам Андреаса Клумпа, в городах Средиземноморья экологическая ситуация – самая неблагоприятная в Европе. Причина этого в том, что Средиземноморье – зона, неблагоприятная с точки зрения концентрации озона, поскольку интенсивное солнечное излучение приводит там к усиленному образованию этого вещества в атмосфере. Кроме того, там гораздо хуже положение и по части загрязнения тяжёлыми металлами.

Результаты измерений однозначно показывают, что в центральных районах городов, на улицах с интенсивным дорожным движением уровень загрязнения воздуха тяжёлыми металлами и органическими субстанциями гораздо выше, чем на окраинах и в предместьях. Таким образом, со всей определённостью можно утверждать, что в большинстве городов главным фактором, негативно влияющим на экологическую ситуацию, сегодня являются уже не промышленные предприятия и не электростанции, как раньше, а транспорт. Правда, бороться с этим мобильным источником загрязнения ещё труднее, чем с дымящими заводскими трубами.

Перспективное направление биотехнологии очистки газов – создание биологически активных сорбентов и оптимизация микробного сообщества (включая генетические методы), окисляющих широкий спектр субстратов (воздухоочистителей).

Биологическая рекультивация

Биологическая рекультивация заключается в искусственном создании растительных покровов различного вида и включает механическую подготовку поверхностного слоя почвы, внесение в неё удобрений, посев многолетних трав. Механическая обработка нарушенных земель заключается в рыхлении поверхностного слоя участка на глубину не менее 0,2 м. Для повышения плодородия обработанного слоя вносят минеральные и органические удобрения. Засеивать участки следует многолетними травами семейства злаковых. В качестве стимуляторов роста рекомендуется применять сложные удобрения, в состав которых входят азот, фосфор и калий. При биорекультивации используются микроорганизмы, разрушающие нефть и нефтепродукты, а также биокомпосты и нефтесорбенты. В качестве доступного сорбента могут быть использованы отходы рисоэлевых заводов. Рисовая шелуха – легко доступный и перспективный сорбент. В связи с этим представляют интерес разнообразные растительные отходы сельского хозяйства, пищевой и деревообрабатывающей промышленности (лом древесноволокнистых плит, опилки, шелуха овса, гречки, куриные перья и др.), поскольку они являются весьма дешёвыми, доступными и распространёнными сорбентами.

1. Преимущество – экологическая безопасность. Поэтому предлагаемый метод, не требующий энергетических затрат, оборудования, технологических установок, является более перспективным.

2. Рисовая шелуха, будучи кремнийорганическим полимером растительного происхождения, не горит, не гниет и непригодна для корма скота, поэтому ее использование в качестве биокомпоста, необходимого для биодegradации нефтепродуктов, существенно снижает загрязнение окружающей среды вблизи рисоочистительных заводов.

Биотехнология очистки вод

Биологическая очистка природных и сточных вод в настоящее время достаточно изученный и широко применяемый метод, значение и роль которого со временем будут только возрастать в связи с требованиями экологичности и экономичности современных видов производств.

Однако такой способ в его настоящем применении позволяет разрушить только относительно простые органические и аммонийные соединения, так называемые «биологические мягкие». Неорганически восстановленные (сульфиды, сульфиты, нитриты и др.) соединения, токсины, комплексные соединения и сложные органические молекулы, удаляемые лишь частично при такой технологии, относятся к «биологическим жестким» органическим и аммонийным соединениям. Присутствие таких веществ как в очищенных сточных водах, так и в осадках и илах представляет угрозу для окружающей природной среды. Поэтому разработка методов детоксикации таких загрязне-

ний – текущая и перспективная задача биотехнологии очистки вод. Загрязнение биосферы вследствие выброса ксенобиотиков и других вредных соединений, почти не включаемых в циклы углерода, азота, фосфора и серы, приводит к необратимым из-за кумуляции изменениям в генофонде.

Среди ксенобиотиков большое распространение имеют гербициды и пестициды, представляющие галогеносодержащие соединения и попадающие в водоемы из почвы и атмосферы. Если не применять специальные адсорбционные мембранные технологии или озонирование, то существующие станции очистки природных вод для хозяйственных целей не обеспечат удаления ксенобиотиков. Это обстоятельство ставит проблему предварительной очистки природных вод от ксенобиотиков, которая может быть решена путем экологизации или прекращения выпуска соответствующих препаратов, или способами биотехнологии.

Для обеспечения стандартов качества очищенных вод, соответствующих нормативам ВОЗ, современными приёмами биотехнологии являются:

- селекция и конструирование искусственных микробных ассоциаций;
- совершенствование иммобилизационных комплексов;
- ферментативный катализ;
- физико-химические воздействия;
- генно-инжиниринговые комбинации.

Селекция и конструирование искусственных микробных ассоциаций заключается в поиске, выделении активных культур, штаммов, исходя из их способности использовать те или иные ксенобиотики по прямому метаболизму или в условиях соокисления (кометаболизма) с последующим внесением их в качестве посевного материала в биореакторах. Иммобилизация – это процесс, при котором клетки (ферменты) прикрепляются к какой-либо поверхности так, чтобы их гидродинамические характеристики отличались от показателей среды обитания. При этом достигаются следующие положительные эффекты:

- сохранение практически постоянной биомассы в биореакторе за счёт отсутствия выноса её с потоком очищаемой жидкости;
- создание пространственной сукцессии (распределения) микроорганизмов по ходу движения жидкости с четким регулированием процесса;
- рост производительности, что уменьшает объём биореакторов;
- повышение устойчивости системы к неравномерности поступления сточных вод;
- регулирование процесса по составу носителей.

Ферментативный катализ заключается в воспроизводстве определённого вида ферментов или их препаратов для биодеструкции конкретного ксенобиотика и проведения процесса в биореакторах. При этом скорость возрастает на 2–3 порядка, что позволяет уменьшить объём биореактора. К физико-химическим воздействиям относится интенсификация процесса биодеструкции загрязнения путём мутации штаммов за счёт физических воздействий (ультразвук, ультрафиолетовые излучения, радиационное воздействие, высокочастотное электромагнитное облучение, омагничивание) или химических воздействий (нитрозоамины, сильные окислители и пр.). Мутация штаммов повышает эффект очистки сточных вод на 50–70 %. Однако требуется периодическая обработка биомассы, так как мутированные признаки со временем снижаются.

Более эффективным и перспективным методом очистки вод с заданными деструктивными свойствами является генно-инжиниринговый. Он заключается в использовании методов рекомбинантной ДНК: соединений определённых катаболических последовательностей специфических генов, ответственных за деструкцию какого-либо звена молекулы ксенобиотика, обеспечивающего его устойчивость. Введение в гены быстрорастущих штаммов позволяет получить эффективные культуры, которые после помещения в биореакторы обеспечивают эффективную детоксикацию вод.

Биотехнология переработки отходов растительности

Отходы растительности – это не подлежащие утилизации по экономическим, экологическим и санитарно-гигиеническим соображениям клетчаткосодержащие остатки: листья; ботва свеклы, моркови, картофеля; листья капусты; очистки картофеля; образующиеся в больших количествах в стеблях зерновых.

Локально, в небольших объёмах эти отходы утилизируют, например, ботва свеклы и рубленая солома идут на корм скоту. Солома после химической обработки служит сырьём для производства дрожжей, из которых получают белковые корма. В сельском хозяйстве солому частично используют как подстилку скоту. Однако в больших количествах отходы растительности сжигают или вывозят на свалку, загрязняя тем самым ОПС.

Наиболее рациональный и сравнительно дешёвый способ переработки отходов растительности – это компостирование.

Компостирование позволяет получить ценный продукт для внесения в почву в качестве удобрения. Одновременно компостирование является процессом очистки, делающим низкоактивные отходы более безвредными для ОПС. Гуммифицированные продукты после внесения в почву быстро приходят в равновесие с экосистемой, не вызывая серьезных нарушений в ней.

Помимо остатков растительности компостировать можно городской мусор, сырой осадок и активный ил станций аэрации, измельченные автомобильные покрышки и др.

Важными параметрами процесса компостирования являются: соотношение углерода, азота и фосфора, влажность, дисперсность, рН, аэрация, размер бурта.

Исходное сырьё для компостирования необходимо освободить от металла, стекла, пластмассы. Дисперсность частиц для компостирования не должна препятствовать аэрации и отводу углекислоты. Соотношение углерода к азоту в оптимальных условиях составляет 25:1–30:1, а фосфора – около 1:2. В качестве добавок, увеличивающих скорость процесса компостирования, применяют активный ил, компост, древесную щепу, опилки, солому. Оптимальная влажность 50–60 %, температура 55 °С. Парциальная составляющая газовой среды должна быть не менее 30 %. Аэрация снабжает микроорганизмы кислородом, отводит воду, теплоту, углекислоту. Перемешивание предотвращает образование анаэробных зон, слеживаемость и рекомендуется проводить не реже 3–4 раз за весь процесс. Время компостирования 4–20 сут. в автоматизированных установках (вращающихся) и до 3 месяцев – в стационарных (буртах). При компостировании высота бурта не должна превышать 1,5 м, ширина бурта – 2,5 м, длина не ограничена.

Состав готового компоста зависит от исходного сырья и усреднённо содержит следующие компоненты:

- органическое вещество – 75–80 %;
- углерод – 8–50;
- азот – 0,4–3,5;
- фосфор – 0,1–1,6;
- калий – 0,4–1,6;
- кальций (в виде CaO) – 0,7–1,5 %.

Важным результатом является практически полная непатогенность компоста, внесение которого рекомендуется в зависимости от климатических условий осуществлять 1 раз в 3–4 года из расчёта 8–15 тонн/га.

Биотехнология охраны земель

Загрязнённость почв неорганическими ионами и нехватка полезных органических, избыток пестицидов и других вредных минеральных добавок снижают урожайность и качество сельскохозяйственных культур, а также приводят к эрозии и дефляции почвы. При этом традиционные удобрения и методы внесения их в почву весьма затратны. (По мнению специалистов США, на производство стакана молока необходимо расходовать в настоящее время стакан дизтоплива).

Вместе с тем имеются безграничные возобновляемые ресурсы удобрений, содержащие необходимые питательные элементы для сельхозкультур, и близкие, а иногда и превышающие по качеству органические удобрения (например, осадки сточных вод станций аэрации). Широкому применению их в сельском хозяйстве препятствуют бактериальная заражённость и содержание тяжелых металлов. Если первое препятствие (технически и организационно) в целом разрешимо, то второе требует новых подходов, основанных на биотехнологических приёмах.

В настоящее время в РФ и за рубежом проводится большая работа по селекции и получению методами генетической инженерии микроорганизмов, способных при внесении их в почву вместе с осадками продуцировать полимеры, переводящие тяжелые металлы в неподвижные формы, и осуществляющие одновременно процесс азотфиксации (усвоение атмосферного азота).

Уже не одно десятилетие насчитывает опыт применения красного калифорнийского червя для получения биологически ценного удобрения (биогумуса) из клетчатко-содержащих и широкого спектра органических отходов, а также для улучшения структуры почв, аэрирования. Прошедший через червя гумус обогащён всеми необходимыми аминокислотами, микроэлементами.

Одним из наиболее распространённых и стойких загрязнений земель является нефть. Естественная микрофлора, адаптируясь, способна разрушить загрязнения такого типа. Смещение загрязнённой нефтью почвы с измельченной сосновой корой ускоряет на порядок скорость разрушения нефти за счет способности микроорганизмов, существующих на поверхности коры, к росту сложных углеводов, входящих в состав сосновой смолы, а также адсорбции нефтепродуктов корой. Такой биотехнологический приём получил название «микробное восстановление загрязнённой нефтью почвы».

Не менее перспективным и эффективным является бактериальный препарат «Путидойл», промышленный выпуск которого освоен в г. Бердске Новосибирской области. Препарат представляет собой лиофилизированную (высушенную при низких температурах под вакуумом) и дезинтегрированную клеточную массу бактерий рода *Pseudomonas putida*. Параметры и технология выращивания клеточной массы бактерий являются коммерческим секретом, ноу-хау авторов, но эффект огромный. Внесение путидойла на загрязнённые места (территории) с нефтью и нефтепродуктами позволяет через 1–2 месяца (2–3 недели на спец. площадках, 5–10 дней в ёмкости) полностью разрушить загрязнения до конечных продуктов (воды и углекислоты) и восстановить естественные свойства почв.

Биотехническая очистка почв от нефти и нефтепродуктов

Добыча природных ископаемых, нефти сопряжена с разрушением почвенного покрова и загрязнением природных ландшафтов, что связано с использованием большегрузной техники и неизбежным попаданием на землю нефти, нефтепродуктов и сопутствующих вредных веществ. Интенсивное использование нефтепродуктов в промышленности также вызывает экологические проблемы, связанные с загрязнением почвы и воды. Загрязнение почвы и водоемов любыми типами нефтепродуктов является настоящей экологической катастрофой экосистемы: меняются соотношения между отдельными группами микроорганизмов, изменяется направление метаболизма, подавляются жизненно важные процессы дыхания и самоочищения. Отравленные нефтью почва и вода практически не способны самостоятельно очиститься от нефтяного загрязнения – естественное разложение нефти и нефтепродуктов в обычных условиях происходит крайне медленно т.к. повышенные концентрации углеводов подавляют всякую самоочищающую активность почвы и воды, в экосистеме накапливаются трудноокисляемые продукты, серьезно препятствующие самоочищению и самовосстановлению. Что же делать, если разлив нефти всё-таки случился? Каким образом очистить и оживить природу, подвергшуюся нефтяному удушью? Восстановление жизненных процессов зависит от способностей почвы и воды перерабатывать органику (к каковой относятся углеводороды нефти) в безвредные для окружающей среды легкоусвояемые продукты метаболизма. Как уже упоминалось, нефть и ее продукты, являясь тяжелыми, трудно-окисляемыми, и токсичными веществами, серьезно подавляют самоочистительные способности почвы и воды – места нефтяных разливов на многие годы остаются участками безжизненной суши или мертвыми водоемами. И все же, процессы разрушения и разложения нефтяных загрязнителей в природе идут – в основном за счёт содержащихся в почве и воде микроорганизмов обладающих способностью извлекать из углеводов энергию необходимую для строительства новых колоний и их жизнедеятельности. Природа создала мудрую экологичную систему, настроенную на самоочищение, которая, однако, не в состоянии противостоять темпам и

масштабам интенсивного техногенного загрязнения – естественные концентрации полезных микроорганизмов в природе не могут быстро переработать масштабные и глубокие загрязнения. Современные же темпы развития нефтедобычи и нефтепереработки требуют эффективных методов, позволяющих в короткие сроки нейтрализовать последствия воздействия на почву и водоемы нефти, мазута, солянки, дизтоплива, бензина.

Задача многократной активизации и ускорения процессов биологического разрушения углеводов нефти в воде и почве, блестяще решена разработчиками средства биологической очистки почвы и воды Микрозимtm Петро Трит. Внесение в загрязнённый нефтью участок почвы или воды специально выделенных из почвы и селекционированных микроорганизмов размноженных в форме готового к использованию биопрепарата, обеспечивает интенсификацию микробиологической активности почвы и воды по разрушению углеводов нефти в десятки раз, что позволяет в предельно сжатые сроки нейтрализовать нефть как опасный загрязнитель, превратив её в безвредные для окружающей среды продукты жизнедеятельности бактерий – CO₂, H₂O, летучие вещества. С уменьшением в почве и воде концентрации нефтяных углеводов интенсифицируется самоочищение – увеличение численности физиологических групп полезных микроорганизмов, что связано со снижением токсического действия нефти и нефтепродуктов. Как показывают многочисленные исследования по изучению влияния биопрепарата на почвенные процессы, применение микроорганизмов многократно интенсифицирует метаболизм нефтезагрязнённых почв, сокращая время полного разложения нефти на безопасные для окружающей среды вещества до нескольких месяцев.

Экологическое действие биопрепарата Микрозимtm Петро Трит) на загрязнённый нефтепродуктами участок земли заключается в непрерывной биологической деструкции нефтяных углеводов живыми (углеводородоокисляющими) микроорганизмами, имеющими в природе наилучшую способность к метаболизации нефтяных углеводов и продуктов их разложения в качестве источника энергии жизнедеятельности с образованием воды и углекислого газа, Этим обеспечивается биологическая очистка почвы и воды от загрязнения углеводородами и нейтрализуется эко-токсическое действие промежуточных продуктов разложения углеводов на окружающую среду. В течение 12–24 часов при наличии благоприятных условий углеводородоокисляющие микроорганизмы (УОМ) активизируются, начинается необратимый процесс разложения нефтяных углеводов, завершающийся метаболизацией до >90 % массы входящих в состав углеводородного загрязнителя (общие нефтепродукты) фракций до экологически нетоксичных продуктов метаболизма: углекислого газа, воды, биоразлагаемой массы нетоксичной непатогенной полезной почвенной микрофлоры, гумуса. УОМ в составе препарата для жизнедеятельности используют тяжелые и легкие фракции нефтяных углеводов, биогенные элементы азота, фосфора. Не обеспеченная питанием масса углеводородоокисляющих микроорганизмов отмирает и метаболизируется активизирующейся аборигенной микрофлорой.

Эффективность биодеструкции нефтяного загрязнения. Степень загрязнения почвы нефтепродуктами выражается в миллиграммах нефтепродукта на килограмм почвы (мг/кг) или в процентном соотношении – нефтяное загрязнение почвы в 10 000 мг/кг. соответствует 1 % нефтяного загрязнения. Эффективность очистки почвы определяется как снижение массовой доли нефтепродукта в почве после завершения очистки по отношению к исходной степени загрязнения и выражается в %. При бездифицитном питании клеток препарата эффективность очистки составляет >90 %. Скорость очистки зависит от начального уровня загрязнённости почвы нефтяными углеводородами, температуры окружающего воздуха. При соответствии условий очистки настоящей инструкции эффективность и скорость очистки соответствует таблице 1.

В работах по рекультивации земель биопрепарат Микрозимtm Петро Трит должен применяться для биологической очистки почвы от нефтяного загрязнения на месте загрязнения или для рекультивации нефтешламов на специально оборудованных площадках. Допустимый pH среды в пределах 4 до 10. Температура окружающего воздуха +5 °C до +50 °C, оптимальная +10 до +40 °C. Если температура окружающего воздуха опускается ниже +5 °C, рост бактерий замедляется вплоть до полной останов-

ки биологической активности, формирования спор и перехода в спящее состояние. Влажность очищаемой почвы, нефтешламов должна быть не менее 30 %, оптимально 50–70 %. Оптимальное для бездефицитного питания клеток препарата соотношение углерода: азота: фосфора (C:N:P) в пределах = 100:20:5 до 100:5:1. Готовая форма препарата уже содержит соли и органоминеральную подкормку в оптимальном для роста бактерий соотношении. Внесение дополнительной подкормки может потребоваться в при рекультивации высококонцентрированных нефтяных загрязнений и нефтешламов с концентрацией нефтепродукта >40 %. Рекомендуется использовать доступные минеральные подкормки: Мочевина + суперфосфат в соотношении N/P 20/5–5/1: 5 кг + 1 кг/1 га почвы, 1 + 0,2 кг/1 м³ почвы, Азотно-фосфорное удобрение NP (N/P 33/5) (ТУ 2186-002-0009438-00): 3–5 кг/1 га почвы, 0,5–1 кг/м³ почвы. К препарату также поставляется специально разработанная органоминеральная подкормка Нутризимtm.

Таблица 1 – Процентное соотношение снижения нефтяного загрязнения в зависимости от степени загрязнения почвы нефтепродуктами

Снижение нефтяного загрязнения в %	Степень загрязненности почвы нефтепродуктами		
	низкая 1–5%	средняя 5–10%	высокая 30–100%
30%	в течение 7* суток	в течение 15* суток	в течение 30* суток
40%	в течение 12* суток	в течение 25* суток	в течение 50* суток
50%	в течение 25* суток	в течение 50* суток	в течение 84* суток
60%	в течение 40* суток	в течение 60** суток	в течение 112** суток
70%	в течение 68** суток	в течение 90** суток	в течение 140** суток
до 98%	в течение 100*** суток	в течение 130*** суток	в течение 200*** суток

Примечания:

* однократная обработка препаратом без дополнительной подкормки;

** двукратная обработка препаратом с дополнительной подкормкой;

*** трехкратная обработка с дополнительной подкормкой

Ещё одна из технологий, успешно применяемая в ряде регионов России, – микробиологическая очистка почв, загрязнённых нефтью и нефтепродуктами, с помощью биопрепарата «Микромицет» (микробиоты). Применение технологии обеспечивает экологически безопасную очистку почв до глубины 1,5 м. Микроскопические грибы препарата «Микромицет», внесённого в почвы, полностью разлагают все виды нефти и нефтепродуктов, включая топочные мазуты, и другие вещества, содержащие углеводороды (в том числе трудно разрушаемые) до образования полезной для почв и экологически безопасной биомассы (гуминоподобные вещества), повышающие плодородие и продуктивность почв. Препарат может быть использован для очистки водоемов от нефти и нефтепродуктов путём распыления на загрязнённую водную поверхность. В результате разложения нефти и нефтепродуктов на поверхности образуется экологически безопасная биомасса. Возможно также использование препарата для очистки дождевых, талых и поливочных вод в отстойниках очистных сооружений и в некоторых технологических процессах добычи нефти. Препарат может применяться для очистки фенолов, крезолов, пиренов и других веществ, имеющих в своей структуре бензольные кольца.

В зависимости от степени деградации нефти в почве и её состава, принципы выбора приёмов и методов рекультивации должны быть различными. В настоящее время существует большое количество методов, с помощью которых снижают и ликвидируют загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

Технология рекультивации включает в себя четыре основных этапа очистки. На первом этапе очистка проводится с использованием механических методов очистки почвы от нефти и нефтепродуктов. К ним относят обваловку загрязнения, замену почвы и откачку нефти в ёмкости.

Эти первичные мероприятия необходимы при крупных разливах нефти и нефтепродуктов, их осуществляют с помощью специального оборудования. Удаление

нефти с поверхности почвы проводится с помощью специальных насосов. Сгребание загрязнённого слоя осуществляется бульдозерами, экскаваторами, автомашинами или тракторами, после чего происходит захоронение слоя почвы, загрязнённого нефтью. При этом возникает проблема с выбором места их расположения, так как они становятся источниками вторичного загрязнения.

На втором этапе применяют физико-химические методы: промывку почвы, сорбцию нефти и нефтепродуктов с поверхностного почвенного слоя, электрохимическую очистку почвы и т.д. Промывку почвы проводят в специальных установках (например, в промывных барабанах) с применением моющих веществ, детергентов, затем промывные воды отстаиваются в гидроизолированных прудах или емкостях, где впоследствии проводят их разделение и очистку. Среди способов промышленной очистки грунтов большая роль отводится электрохимическому способу. Он основан на использовании поля постоянного электрического тока и предполагает использование специальных устройств для очистки почвы.

На третьем этапе используются биологические методы, включающие применение гуминовых кислот, микроорганизмов (МО) и биотехнологии для очистки от нефтяных загрязнений. В литературных источниках рассмотрены разработки различных фирм в области применения МО и биотехнологии для очистки от нефтяных загрязнений.

Применение этих методов способствует росту численности и активности МО, участвующих в разложении углеводородов нефти, которые после нанесения их на очищаемую поверхность прикрепляются к пленке нефти на разделе фаз «нефть – вода» и включаются в процесс биодegradации углеводородов до полного исчезновения компонентов нефти. Поэтому обработка нефтезагрязнённых почв активными штаммами нефтеокисляющих МО считается наиболее перспективным методом борьбы с нефтяными загрязнениями. Применение гуминовых кислот (важнейшей части гумуса, которая определяет основные свойства почв и их плодородие) также дает хороший экологический эффект, который заключается в быстром восстановлении естественных гео-биохимических процессов, поскольку гуминовые вещества обеспечивают устойчивость биосферы к интенсивному антропогенному воздействию.

На четвертом этапе применяют агротехнические приёмы: рыхление, внесение минеральных удобрений, химическую мелиорацию и посев трав (фитомелиорацию). С их помощью можно ускорить процесс самоочистки загрязнённых нефтью почв с помощью углеводородокисляющих микроорганизмов, входящих в состав естественного микробиоценоза. Так, рыхление загрязнённых почв увеличивает диффузию кислорода, снижает концентрацию углеводородов в почве, обеспечивает разрыв поверхностных пор, насыщенных нефтью, в то же время способствует равномерному распределению компонентов нефти и нефтепродуктов в почве и увеличению активной поверхности взаимодействия. При использовании рыхления создается оптимальный газовоздушный и тепловой режим, растёт численность микроорганизмов и их активность, а также увеличивается скорость биохимических процессов. Внесение биогенных элементов в виде минеральных удобрений, а также посев в загрязнённую почву трав с разветвлённой корневой системой способствуют ускорению разложения углеводородов нефти.

Заключение

В последние годы в экологической науке большой интерес проявляется к биотехнологическим методам, основанным на создании необходимых для человека продуктов, явлений и эффектов с помощью микроорганизмов.

Применительно к охране окружающей человека природной среды биотехнологию можно рассматривать как разработку и создание биологических объектов, микробных культур, сообществ, их метаболитов и препаратов путем включения их в естественные круговороты веществ, элементов, энергии и информации.

История биотехнологии насчитывает тысячелетия (хлебопечение, виноделие, сыроделие и т.д.) Однако ежегодно появляются новые прикладные направления биотехнологии, общим подходом для которых является искусственное создание условий для эволюционных, биогеохимических процессов на Земле в виде характера биореакторов,

реализующихся с большой скоростью, оставаясь совместимыми по своим продуктам с окружающей природной средой.

Биотехнология нашла широкое применение в охране природной среды, в частности, при решении следует прикладных вопросов:

- 1) утилизация твёрдой фазы сточных вод и твёрдых бытовых отходов с помощью анаэробного сбраживания;
- 2) биологическая очистка природных и сточных вод от органических и неорганических соединений;
- 3) микробное восстановление загрязнённых почв, получение микроорганизмов, способных нейтрализовать тяжёлые металлы в осадках сточных вод;
- 4) компостирование (биологическое окисление) от растительности (опад листьев, соломы и др.);
- 5) создание биологически активного сорбирующего материала для очистки загрязнённого воздуха.

На транспорте необходимо внедрение экологически чистых видов топлива (газа, неэтилированных бен), устройство каталитического дожигания и сплав вредных веществ, широкое внедрение электрики.

В холодильной технике и технике кондиционирования переходит от хладагентов на базе хлорсодержащих углеводородов (фреонов), разрушающих озоновый слой, к озонобезопасным смесям, состоящим только из фторуглеводородов.

В машиностроении разрабатываются системы водоочистки для гальванических производств, переходящие к замкнутым системам рециркуляции воды и извлечения металлов из сточных вод, в области обработки металлов шире используется получение деталей из пресс-порошков.

В целлюлозно-бумажной промышленности внедряются процессы с низким расходом свежей воды на единицу продукции, применяя замкнутые и бессточные системы промышленного водоснабжения; максимально использующие экстрагирующие соединения, содержащиеся в древесном сырье, для получения целевых продуктов, совершенствуются процессы отбеливания целлюлозы с помощью кислорода и озона; улучшают переработку отходов лесозаготовок биотехнологическими методами в целевые продукты; создаются про мощности по переработке бумажных отходов, в том числе макулатуры.

Литература:

1. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 128 с.
2. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов. – М. : Издательство «Недра», 1981. – 160 с.
3. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды в 3 частях. – М. : Издательство «Недра», 1999. – Ч. I: Вода. – 732 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды в 3 частях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – Ч. II: Почва. – 632 с.
5. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды в 3 частях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Ч. III: Атмосфера. – 391 с.
6. 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 «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Протасов В.Ф., Молчанов А.В. Экология, здоровье и природопользование в России. – М. : Издательство «Финансы и статистика», 1995. – 528 с.
8. Современные биотехнологии в охране окружающей среды. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65625b2ac78b4c53a88521306d36_0.html
9. Ага-заде А.Д., Самедов А.М., Алсафарова М.Э., Акберова А.Ф. Разрушение эмульсионного нефтешлама // 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. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 38–40.

10. Адельфинская Е.А., Беляев А.М. Исследование эффективности микробиологической стадии рекультивации нефтезагрязненных земель // 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. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 41–45.
11. Алламуратов М.О., Аметов Я.И., Жумабаев Б. Разработка эффективных структурообразователей почв на основе местных и вторичных ресурсов // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 88–91.
12. Аренс В.Ж., Гридин О.М., Яншин А.Л. Нефтяные загрязнения: как решить проблему // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 1999. – № 9. – С. 33–36.
13. Гаибназаров С.Б., Алиев Б.А. Эффективные реагенты для буровых растворов на основе вторичных ресурсов // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 116–117.
14. Кокарев М.О., Семенович С.П. Гидроразрыв пласта как источник эмиссии токсикантов в подземные воды // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 160–164.
15. Королёв В.А., Некрасова М.А., Митоян Р.А. Электрохимическая очистка грунтов от загрязнений // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 1998. – № 8. – С. 11–14.
16. Лушников С.В., Завгороднев К.Н., Бобер В.В. Очистка воды и почвы от нефти и нефтепродуктов с помощью культуры микробов-деструкторов // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 1999. – № 2. – С. 17–20.
17. Марченко Л.А. Стратегические приоритеты химической технологии в решении прикладных задач нефтегазового комплекса // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 183–185.
18. Мурыгина В.П., Аринбасаров М.У., Калюжный С.В. Очистка водной поверхности и грунтов от нефтяных загрязнений биопрепаратом «Роден» // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 1999. – № 8. – С. 16–19.
19. Поварова Л.В. Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 189–205.
20. 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). – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – Секция 2: Очистка природных и сточных вод. – С. 160–167.
21. 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 // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 66–71.
22. Стабникова Е.В., Рева О.Н., Иванов В.Н. Выбор активного микроорганизма-деструктора углеводородов для очистки нефтезагрязнённых почв // Прикладная биохимия и микробиология. – 1995. – Т. 31. – № 5. – С. 534–539.
23. Трофимова А.Е., Алексеева М.Н., Парфенова Г.К., Боровик А.И. Оценка воздействия нефтедобывающего предприятия на приземный слой атмосферы // 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. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 299–303.

References:

1. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Environmental safety when developing northern oil and gas fields. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 128 p.
2. Borodavkin P.P., Kim B.I. Environmental protection at construction and operation of the main pipelines. – M. : Nedra publishing house, 1981. – 160 p.
3. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Shemetov V.Yu. The reference book by the environmental engineer of oil and gas industry on methods of the analysis of pollutants of the environment in 3 parts. – M. : Nedra publishing house, 1999. – Part I: Water. – 732 p.
4. Bulatov A.I., Makarenko P. P., Shemetov V.Yu. The reference book by the environmental engineer of oil and gas industry on methods of the analysis of pollutants of the environment in 3 parts. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 1999. – Part II: Soil. – 632 p.
5. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Shemetov V.Yu. The reference book by the environmental engineer of oil and gas industry on methods of the analysis of pollutants of the environment in 3 parts. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2002. – Part III: Atmosphere. – 391 p.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheyeniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Protasov V.F., Molchanov A.V. Ecology, health and environmental management in Russia. – M. : Finance and Statistics publishing house, 1995. – 528 p.
8. Modern biotechnologies in environmental protection. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65625b2ac78b4c53a88521306d36_0.html
9. Aga-zade A.D., Samedov A.M., Alsafarova M.E., Akberova A.F. Destruction of emulsion oil slime // Bulatovskiy readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 38–40.
10. Adelfinskaya E.A., Belyaev A.M. Research of efficiency of a microbiological stage of recultivation of petrocontaminated land // Bulatovskiy readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 41–45.
11. Allamuratov M.O., Ametov Ya.I., Zhumabayev B. Development of effective strukturo-obrazovatel of soils on the basis of local and secondary resources // Bulatovskiy readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 88–91.
12. Arens V.Zh., Gridin O.M., Yanshin A.L. Oil pollution: how to solve a problem // the Scientific and practical reviewed «Ekologiya i Promyshlennost Rossii» magazine. – M. : Kalvis publishing house, 1999. – № 9. – P. 33–36.
13. Gaibnazarov S.B., Aliyev B.A. Effective reagents for drilling muds on a basis of secondary resources // Bulatovskiy readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 116–117.
14. Kokarev M.O., Semyonovich S.P. Layer hydraulic fracturing as a source of issue of toksikan-t in underground waters // Bulatovskiy readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 160–164.
15. Korolev V.A., Nekrasova M.A., Mitoyan R.A. Electrochemical purification of soil of pollution // the Scientific and practical reviewed «Ekologiya i Promyshlennost Rossii» magazine. – M. : Kalvis publishing house, 1998. – № 8. – P. 11–14.
16. Lushnikov S.V., Zavgorodnev K.N., Bober V.V. Water purification and soils from oil and oil products by means of the culture of microbes destructors // the Scientific and practical reviewed «Ekologiya i Promyshlennost Rossii» magazine. – M. : Kalvis publishing house, 1999. – № 2. – P. 17–20.
17. Marchenko L.A. Strategic priorities of chemical technology in the solution of applied problems of an oil and gas complex // Bulatovskiy readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 183–185.

18. Murygina V.P., Arinbasarov M.U., Kalyuzhny S.V. Cleaning of a surface of the water and soil of oil pollution with a biological product of Rodin // the Scientific and practical reviewed «Ekologiya i Promyshlennost Rossii» magazine. – M. : Kalvis publishing house, 1999. – № 8. – P. 16–19.

19. Povarova L.V. Analysis of methods of purification of oil-containing sewage // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 1. – P. 189–205.

20. Povarova L.V. Rational use of production sewage // Topical issues of environmental protection: collection of reports of the All-Russian scientific and technical conference (on September 17–19, 2018, Belgorod). – Belgorod : Publishing house of the Belgorod state technological university, 2018. – Section 2: Cleaning natural and sewage. – P. 160–167.

21. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. The prospects of use of physical and chemical and mathematical modeling for development of highly effective complex technology of cleaning and preparation of reservoir waters // the Scientific and practical reviewed «Ekologiya i Promyshlennost Rossii» magazine. – M. : Kalvis publishing house, 2019. – T. 23. – № 3. – P. 66–71.

22. Stabnikova E.V., Reva O.N., Ivanov V.N. The choice active mikroorganizma-destruktorov of hydrocarbons for cleaning of the petropolluted soils // Applied biochemistry and microbiology. – 1995. – T. 31. – № 5. – P. 534–539.

23. Trofimova A.E., Alekseeva M.N., Parfyonova G.K., Borovik A.I. Otsenk's Boletus of impact of oil-producing enterprise on a prizemny layer of the atmosphere // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 299–303.

УДК 504.054 (073)

**ПРОВЕДЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОЕКТОВ
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ
РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДЛОЖЕННОГО МЕХАНИЗМА**

**CARRYING OUT AN ENVIRONMENTAL IMPACT
ASSESSMENT OF PROJECTS IN THE RUSSIAN FEDERATION
AND THE LEGAL ASPECTS OF THE IMPLEMENTATION
OF THE PROPOSED MECHANISM**

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются правовые основы проведения экологической экспертизы проектов. Показаны основные проблемы реализации права. Приведена предлагаемая процедура участия общественности в принятии решений при планировании хозяйственной деятельности и даны правовые аспекты реализации предложенного механизма.

Ключевые слова: правовые основы проведения экологической экспертизы проектов; основные проблемы реализации права; процедура экологической оценки; государственный экологический контроль; государственная экологическая экспертиза; оценка воздействия на окружающую среду; общественный экологический контроль; общественная экологическая экспертиза.

Kusov Gennady Vladimirovich

Postgraduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Annotation. The article discusses the legal basis for carrying out an environmental impact assessment of projects. The main problems of the implementation of the law are shown. The proposed procedure for public participation in decision-making in the planning of economic activities is presented and the legal aspects of the implementation of the proposed mechanism are given.

Keywords: legal basis for carrying out an environmental impact assessment of projects; main problems of the implementation of the law; environmental assessment procedure; state environmental control; state environmental expertise; environmental impact assessment; public environmental control; public environmental expertise.

Введение

Основная трудность применения экологического законодательства, на наш взгляд, в том, что оно изначально основано на нереальном принципе экологического права «научно обоснованным сочетанием экологических и экономических интересов общества, обеспечивающих реальные гарантии прав человека на здоровую и благоприятную для жизни окружающую природную среду» (Закон РСФСР «Об охране окружающей среды» от 19.12.1991 г., ст. 3).

Для того чтобы обеспечить всем гражданам право на благоприятную окружающую среду надо полностью отказаться от экономического развития и пойти назад в пещеру. Подавляющее большинство населения Земли назад в пещеру идти не стремится и готово заплатить «благоприятной окружающей средой» за блага цивилизации.

Вот и получается, что остановить экологически вредную деятельность, когда она уже давно реализуется, например, на градообразующем предприятии, практически невозможно по социальным причинам – невозможно поднять народ против своего «кормильца». С имеющейся в данный момент времени плохой окружающей средой люди уже смирились, а к снижению экономического благосостояния не готовы. В этой ситуации люди боятся голодать больше допустимого и умереть от голода.

В то же время, когда подобная деятельность только проектируется, население не всегда готово к ухудшению устоявшихся условий проживания, даже за обещание материальных благ. Здесь уже играет доминирующую роль боязнь болеть более допустимого и умереть от болезни.

Таким образом, на стадии планирования экологически опасной деятельности защищать право граждан на благоприятную окружающую среду можно с большей эф-

фективностью. Тем более что легче предотвратить, чем исправлять. Возможно, именно поэтому и законодательство в области принятия экологически значимых решений по планируемой деятельности более продумано и реально в исполнении, чем аналогичное законодательство для действующих объектов.

В отличие от процедур ОВОС и экологического аудита, которые имеют единую с экологической экспертизой методологическую основу, заключение государственной экологической экспертизы имеет статус правового акта индивидуального предписания, то есть обладает юридической силой аналогичной решению суда. Ни один вид экспертизы, кроме экологической, не удостоен принятия по нему отдельного закона. Всё это говорит об особой значимости института экологической экспертизы.

Началом деятельности проектных организаций по оценке воздействия на окружающую среду можно считать 1985 год, когда в ведомственных актах бывших союзных структур появились специальные разделы, где был поставлен вопрос о комплексной оценке принимаемых технических решений по рациональному использованию природных ресурсов и мероприятий по предотвращению отрицательного воздействия при проектировании, строительстве и эксплуатации разного рода строений и сооружений.

3 июля 1985 года вышло постановление правительства «О соблюдении требований законодательств об охране природы и рациональному использованию природных ресурсов», в котором сказано: «Установить порядок проведения обязательной экологической экспертизы новой техники, материалов, а также проектов строительства». Но на практике осталось всё по-прежнему.

27 декабря 1989 года вышло постановление Верховного совета СССР «О неотложных мерах экологического оздоровления страны». Начиная с 1990 года, органами ГЭЭ было дано указание не принимать к рассмотрению предплановую, предпроектную и проектную документацию без информации по ОВОС и открывать финансирование работ по всем проектам и программам только после положительного заключения ГЭЭ.

В 1995 году вышел федеральный закон «Об экологической экспертизе» что привело к формированию структурированной правовой базы и к повышению статуса экологической экспертизы.



СХЕМА 1 – ФУНКЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

Но, несмотря на достаточно длинную историю существования ГЭЭ и сильную, развитую законодательную базу, и по сей день ведётся строительство по недорабо-

танним проектам низкого качества, вводятся в эксплуатацию объекты, которые получили положительное заключение ГЭЭ, но оказались на практике достаточно вредоносными для окружающей среды или же ожидаемая прибыль оказалась ниже, а вред выше, чем было оценено экспертами ГЭЭ. То есть ГЭЭ не стала мощным заслоном на пути появления новых опасных объектов. Почему так происходит? Данная дипломная работа – попытка ответить на этот вопрос.

Эффективность экологической экспертизы зависит от многих факторов, что делает этот институт объектом исследования большого количества научных направлений: экономики, экологии, географии, социологии ... В данной работе рассматриваются только правовые аспекты экологической экспертизы проектов в Российской Федерации через участие общественности в принятии эколого-значимых решений по планируемой деятельности.

Правовые основы проведения экологической экспертизы проектов

Проведение экологической экспертизы регламентируется большим количеством нормативных и методических документов. Основные из них – это:

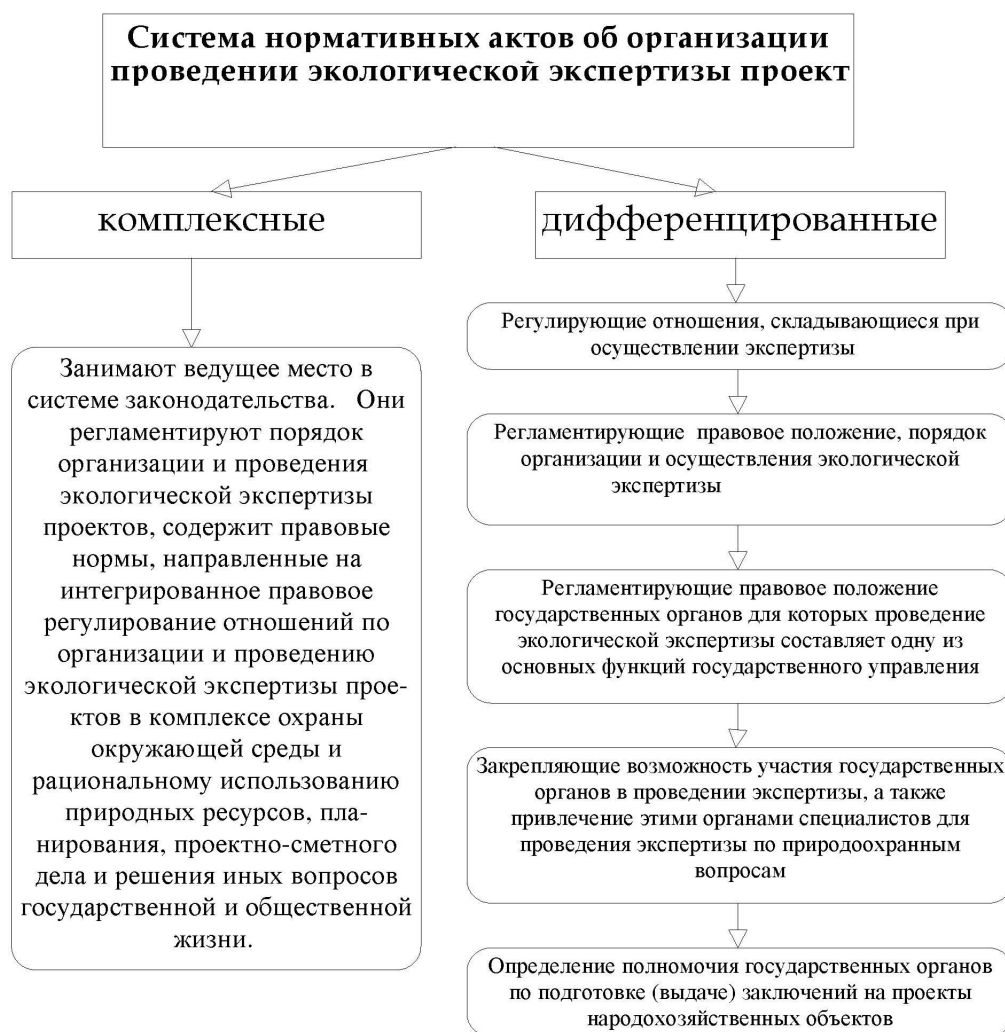
- Закон РСФСР «Об охране окружающей природной среды» от 19.12.1991 г.;
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (от 19.07.1995 г.);
- Положение о порядке проведения государственной экологической экспертизы, утвержденное Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июня 1996 г. № 698;
- Регламент проведения государственной экологической экспертизы, утвержденный Приказом Госкомэкологии России от 17 июня 1997 г. № 280;
- Положение о порядке проведения государственной экологической экспертизы на территории Липецкой области, утвержденное Постановлением Главы Администрации Липецкой области от 05.08.1996 г. № 334;
- Перечень нормативных документов, рекомендуемых к использованию при проведении государственной экологической экспертизы, а также при составлении экологического обоснования хозяйственной и иной деятельности утверждённый Приказом Госкомэкологии РФ от 25.09.1997 г. № 397;
- Приказ от 28 сентября 1995 г. № 392 «Об утверждении единой формы заключения государственной экологической экспертизы».

Закон «Об экологической экспертизе» регулирует правовые отношения в области экологической экспертизы, которые направлены на реализацию конституционного права граждан России на благоприятную окружающую среду посредством предупреждения негативных экологических последствий хозяйственной или иной деятельности.

Разработчики Закона исходили из следующих принципов:

- 1) предотвращение экологического кризиса невозможно в отсутствие норм прямого действия в сфере экологической экспертизы;
- 2) все виды деятельности, экологические последствия которых связаны с прямым или косвенным воздействием на окружающую среду, должны проходить проверку на соответствие экологическим требованиям;
- 3) различные виды государственной экспертизы не должны входить в какую-либо зависимость друг от друга;
- 4) в целях координации эколого-экспертной деятельности на всех государственных уровнях нормы, регулирующие отношения в сфере экологической экспертизы, должны устанавливаться федеральным законом.

Заключение ГЭЭ по своей силе и статусу сравнимо с решением суда. Сообщение внесудебному институту таких полномочий вызвало необходимость регулирования деятельности в этой сфере по аналогии с процессуальным законодательством. Так, регламент проведения ГЭЭ утверждён приказом ГКЭ и обязателен к соблюдению всеми экспертными комиссиями. Первые успешные дела по признанию положительных заключений ГЭЭ необоснованными и незаконными были выиграны по нарушениям процессуального характера.



**СХЕМА 2 – СИСТЕМА НОРМАТИВНЫХ АКТОВ
ОБ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ**

Заключение экспертной комиссии ещё более внушительно, чем решение суда и имеет примерно ту же форму, утверждённую приказом ГКЭ:

- реквизиты;
- суть дела (проекта);
- замечания и предложения (мотивировочная часть);
- выводы, которые должны соответствовать замечаниям и предложениям заключения и могут быть только трёх вариантов:
 - 1) одобрить представленные материалы;
 - 2) доработать материалы по замечаниям и предложениям заключения и доработанные материалы представить повторно на государственную экологическую экспертизу;
 - 3) отклонить представленный документ на основании заключения экспертной комиссии;
- подписи всех членов экспертной комиссии.

Правда заключение ГЭЭ начинает обладать юридической силой (решение экспертной комиссии вступает в силу) с момента утверждения заключения главой специально уполномоченного органа в сфере экологической экспертизы.

Основные проблемы реализации права

Изучая экологическое право, участвуя в общественном экологическом движении и знакомясь с опытом работы ведущих общественных экологических организаций, нами обнаружен ряд проблем, касающихся как проведения общественной экологической

экспертизы, так и участия общественности в проведении государственной экологической экспертизы и принятии экологически значимых решений.

Анализ успешных общественных экологических экспертиз (ОЭЭ) позволил сделать вывод, что успех достигнут там, где на помощь местной общественности пришли соратники из других регионов, в первую очередь, из Москвы, и там, где результаты ОЭЭ были подкреплены активными, а нередко и радикальными действиями общественности.

Почему так происходит? Что мешает цивилизованному, самостоятельному (без поддержки соратников из других регионов) и действенному участию общественности в принятии решений на региональном уровне? Что следует предпринять для изменения ситуации к лучшему?

Для того чтобы найти ответ на этот вопрос, было выполнено и проанализировано исследование «Экологическая экспертиза: участие общественности в принятии решений».

Рассмотрим перечень проблем, с которыми приходится сталкиваться общественности, участвующей в принятии решений, а также возможные пути выхода из проблемной ситуации. В составлении этого перечня помогло изучение опыта работы некоммерческой организации «Эколайн» (Москва), доступно и подробно представленного на сайте этой организации и в выпускаемых ею пособиях, а также работ Николая Николаевича Гришина (Центр экологических проектов, Москва) и многих других.

Составленный перечень был представлен на сайте и для совместного поиска путей решения обозначенных проблем организована дискуссия. Дальнейшее изложение материала данной главы показано примерно в той же форме, как на сайте, для того, чтобы отобразить ход дискуссии и мнения разных специалистов в указанной сфере.

Весь большой перечень проблем проведения экологической экспертизы проектов в РФ можно объединить в четыре группы:

- 1) процедура экологической оценки;
- 2) ОЭЭ и участие общественности в принятии решений;
- 3) законотворчество на региональном уровне;
- 4) ответственность за нарушение законодательства об экологической экспертизе.

Процедура экологической оценки

Проблема: Инициирование ЭО в самом начале проектного цикла резко повысило бы эффективность оценки, поскольку позволяет изначально осуществлять проектирование с учётом экологических требований, а не перекраивать уже готовый проект или, как чаще всего и происходит, подгонять результаты ЭО под заранее заданный проект. Участие общественности как часть процедуры ЭО также стало бы более действенным и менее болезненным для заказчика, если бы общественность была вовлечена в процесс принятия решений на его начальной стадии. Мнение «Эколайна»: «У заказчика отсутствуют стимулы начинать процедуру ЭО на ранних стадиях проектного цикла».

Мнение автора: Думаю, что стимул есть – финансовый. Если проводить ЭО параллельно с остальной проектной деятельностью, то коррективы в проект можно вносить «по ходу». Переделка же готового проекта, а тем более запрещение деятельности в тот момент, когда уже практически начато строительство, обходится значительно дороже. Только вот заказчик этого еще не осознал. Так что здесь можно предложить помимо законодательно оформленного стимула воспользоваться средствами экологического просвещения и просветить заказчика – рассказать о положительных примерах сотрудничества и отрицательных – несотрудничества, например, воспользовавшись информацией и рекомендациями «Эколайна», приведёнными на его сайте.

Проблема: Всеохватность перечня объектов ГЭЭ. Мнение автора: Перечень объектов ГЭЭ составлен таким образом, что под него можно «подогнать» любой объект. Размытость перечня позволяет всем желающим мучить органы ГЭЭ требованием провести ЭЭ всего подряд, а органам ГЭЭ, в свою очередь, отпихивать от себя неудобный объект. Если раньше (до закона) проводили ЭЭ значимых объектов, но качественно, теперь проводят всех, но, естественно, не качественно, поскольку хорошо работать при такой загрузке просто нельзя. Или надо раздувать штат чиновников до невообразимых и нереальных на сегодняшний день размеров. А его наоборот сокращают. Мыслить надо реально, особенно при составлении законов.

Проблема: Согласно закону об ЭЭ экспертизе должна подвергаться практически любая проектная документация, каковой большое разнообразие. Подвергать же одинаковой процедуре проект строительства крупного металлургического комбината и маленькой ремонтной мастерской, естественно, неразумно. С этим никто не спорит, но законодательством проблема четко не урегулирована.

Мнение «Эколайна»: «В России рекомендовано разграничивать экспертизу по видам сложности, но никаких разграничивающих признаков и методик проведения разных видов экспертиз не предусмотрено. Помимо общей загруженности органов ГЭЭ, «тотальный» подход создает и методические трудности. В Москве подготовлен проект «Положения об экологической классификации предплановой, предпроектной и проектной документации». «Согласно закону о ГЭЭ заказчик в любом случае обязан представить ОВОС. Это во многом сводит на нет дифференцированный подход к проектам различной степени экологической опасности, предлагаемый в Положении об ОВОС».

Мнение автора: ОВОС простых проектов будет проще, чем ОВОС сложных; ГЭЭ – это, по сути, проверка ОВОС, поэтому сложность самой экспертизы обусловлена сложностью представленной документации. Думается, что ранжировать по степени сложности достаточно процедуру ОВОС, а ГЭЭ должна оценить степень полноты и достоверности ОВОС и по её результатам вынести юридически значимое решение.

Предложение «Эколайна»: разрешить проблему путем разработки нормативных списков, разделяющих все многообразие проектов на три потока:

- 1) заведомо экологически опасные проекты, для которых полномасштабная ЭО обязательна;
- 2) объекты, признанные экологически безопасными, для которых проведение ЭО не обязательно;
- 3) объекты, обладающие потенциальной экологической опасностью, для которых используется двухступенчатая модель. Первая ступень – проведение сокращенной ЭО, после которой выносятся одно из решений: разрешить/запретить проект или выполнить полномасштабную ЭО.

Мнение автора: Такое решение не исключает конфликтные ситуации, когда общественность считает, что ГЭЭ проводить надо, а лица, ответственные за принятие подобного решения, с общественностью не согласны. Вот если ввести поправку, что в спорных ситуациях (даже когда существует разногласие между самими лицами, принимающими решение) ГЭЭ должна быть проведена, тогда, действительно, большую часть конфликтных ситуаций можно было бы решить мирным путем. Требование же к проведению первой ступени ЭО (ОВОС) можно оставить на усмотрение органов ГЭЭ, поскольку юридический запретительно/разрешительный смысл имеет заключение именно ГЭЭ, и если для вынесения решения экспертам ГЭЭ достаточно представленного заказчиком экологического обоснования, то можно считать, что это их личное дело. Но если общественность проявит заинтересованность настолько, что решит проводить ОЭЭ, то она вправе затребовать проведение дополнительных исследований, если обоснует их необходимость для вынесения решения по проекту.

Предложение Л. Луневой, Москва: Вероятно, уровень сложности требуемой ГЭЭ можно определять на стадии декларации о намерениях, а если выявится желание заказчика снизить фактический риск проекта, то следует не только проводить полную ЭЭ, но и предусмотреть весомые санкции за преднамеренное занижение декларируемых величин.

Ответ автора: Это в том случае, если на ГЭЭ будет подаваться декларация о намерениях. И гарантией проведения полной ГЭЭ в спорном случае должна служить норма, в которой будет зафиксировано требование о том, что в спорном случае проведение полной ГЭЭ обязательно.

Проблема: Делегирование органам Госкомэкологии местного уровня полномочий на проведение ГЭЭ малозначимых проектов.

Мнение «Эколайна»: «Возможно, определённые права в области экологической экспертизы проектов, не имеющих серьёзных экологических последствий, могли бы

быть делегированы органам комприроды местного уровня. Разумеется, такая мера должна быть подкреплена широкой программой повышения квалификации сотрудников этого ведомства и жёстким контролем со стороны областных и городских органов. Такой подход позволил бы разгрузить сотрудников отделов государственной экологической экспертизы и сосредоточить усилия на более детальной экспертизе сложных проектов, оказывающих значительное воздействие на окружающую среду». «Согласно «Положению о ГЭЭ в Нижегородской области» «в целях ускорения и упрощения процедуры экспертизы» введена категория «объектов ГЭЭ местного значения». Экспертиза этих объектов, определяемых конкретным перечнем, проводится районными комитетами по охране окружающей среды по упрощённой процедуре».

Мнение автора: Подобный подход требует увеличения штата местных органов. Например, в ряде районов Липецкой области местный орган Госкомэкологии представлен одним человеком. Помимо обучения сотрудников потребуется оснащение ресурсами, методической литературой и т.д. Экономически более выгодно увеличить штат сотрудников в отделе экспертизы субъекта федерации. К тому же, согласно закону «Об экологической экспертизе» проведение ГЭЭ отнесено к исключительной компетенции федерального или территориальных органов ГЭЭ. А вот включение в комиссию ГЭЭ сотрудников районных комитетов по охране природы, которые, как правило, лучше знакомы с ситуацией в районе – мера необходимая и законом предусмотренная (правда, в не очень понятном статусе наблюдателя). Если же планируемая хозяйственная деятельность заведомо не приведет к серьёзным экологическим последствиям, то процедуру ГЭЭ логичнее было бы заменить простым согласованием, что возможно делегировать и на районный уровень.

Проблема: Насколько подробно и глубоко должны проводиться ОВОС и ЭЭ? Для того чтобы рассчитать, доказать и обосновать величину воздействия планируемой деятельности на окружающую среду, заказчику часто приходится выполнять значительные дорогостоящие исследования. Насколько и в каких случаях оправдано подобное удорожание проекта?

Мнение Совета по качеству окружающей среды США: «Многословные описания природной среды сами по себе ни в коей мере не улучшают адекватность заявления о воздействии на окружающую среду».

Мнение автора: Для чего делают ОВОС? Для того чтобы оценить воздействие на окружающую среду планируемой деятельности. А зачем оценивать? Чтобы реализовать эту деятельность с наименьшими экологическими потерями или чтобы провести инвентаризацию пострадавших? А может, еще профинансировать фундаментальные научные исследования за счёт заказчика? Судя по требованиям к ОВОС, явно не первое. Ведь путь ОВОС – от оценки среды со всеми букашками и таракашками к оценке воздействия на эту среду, причем тоже до последней хвоинки, а уже потом – мероприятия «по предотвращению». Вот если бы ОВОС проводился с целью минимизации негативного воздействия планируемой деятельности на окружающую среду, тогда было бы наоборот – от мероприятий к оценке. Сравнение с нулевым вариантом: Хорошо, если в случае негативного воздействия на окружающую среду от планируемой деятельности можно отказаться – например, не построить автомобильный завод. Ничего страшного, народ пешком ходит, воздух будет чище, а рабочие места можно и по-другому организовать, на машзаводе свет клином не сошёлся. А если нет, как это происходит на Камчатке, где необходимость газификации люди прочувствовали на своей шкуре, когда зимой отключили энергию и отопление? А у них не чум – у них квартира, из которой не все готовы уехать на материк, да и не всех на нем ждут. Вот здесь сначала надо было бы решить вопрос – можно ли обойтись без электричества, что всё-таки дороже – девственная природа Камчатки или ее народ? Затем уже рассмотреть все альтернативные виды энергии. Затем, после того как определили, что без газа не обойтись, рассмотреть возможные пути реализации проекта, в том числе и позаимствовав зарубежный опыт. И продумать все природоохранные мероприятия по максимуму. Что толку исследовать весь Камчатский полуостров в деталях, если все равно придется строить газопровод? Лучше уже сразу искать природоохранные технические и

технологические решения. Я не говорю, что вообще исследований проводить не надо. Надо – обоснование выбора трассы, гидрологический режим, анализ водотоков на предмет их промысловой ценности, чтобы правильно выбрать места переходов и время работ ... То есть нужны только те исследования и настолько детально, насколько это помогает улучшить проект. А на практике вся отчетность и исследования делаются для обоснования суммы выплаты, компенсации ущерба всяким запасам. Если бы эти выплаты возвращались заказчику в виде финансирования природоохранных мероприятий, было бы не так обидно проводить инвентаризацию пострадавших.

Реплика читателя: Всё Вы правильно пишете. Только Ваши предложения означают изменения в процедуре ОВОС. Это, вероятно, федеральная компетенция? (Л. Лулева, Москва).

Ответ автора: Охрана окружающей среды, согласно Конституции РФ, относится к совместному ведению федерации и субъекта федерации, и детальные процедуры ОВОС разумнее разрабатывать на уровне субъекта, чтобы сразу ввести учет местных особенностей. На практике же федерация стремится урегулировать все по максимуму. Таким образом, создать региональный правовой акт, вносящий новые необходимые нормы, которые к тому же не будут противоречить федеральному законодательству, достаточно сложно. Но пока именно этот вопрос вполне решаем на любом уровне. Какой ОВОС истребует комиссия ГЭЭ, такой и будет. Единственный руководящий документ – Положение об ОВОС.

Вот как изложены взгляды на объём и глубину ЗВОС в США, раньше нашей страны внедривших ОВОС: «Всеобъемлющий ЗВОС – практически бесполезная трата времени и денег (опыт США – NERA), поскольку многотомный труд немобилен. Его затруднительно использовать как лицам, ответственным за принятие решений, так и общественности, трудно искать компромиссы, основываясь на столь объемной информации. «Утопание в информации». Отсюда появилось требование – ЗВОС должен иметь не более 250 страниц и содержать только информацию, действительно необходимую лицам, принимающим решения. С этой целью ведомствам рекомендовалось проводить в самом начале процедуру скоупинга, то есть формулирования круга вопросов и задач, решаемых в ходе ЭО. Только те компоненты окружающей среды, информация о которых необходима для принятия решений, должны анализироваться в ходе ЭО».

Проблема: Рассмотрение альтернативных вариантов реализации планируемой деятельности.

Мнение «Эколайна»: «На практике разработчики часто формально относятся к рассмотрению альтернатив. Во многих проектах в качестве «альтернативы» решению выбирают заведомо нежизнеспособные решения или просто рассматривают варианты одной и той же альтернативы».

Мнение автора: Хороший принцип альтернативности загублен формальным общеобязательным подходом. Причина, на мой взгляд, в том, что разработчик знает, как лучше с его точки зрения, поэтому заведомо формально (по принуждению) рассматривает обязательные альтернативы. Уход от формальности – в открытости ЭО на самых ранних её стадиях. В этом случае заказчику придется рассматривать альтернативы не для проформы, а для того, чтобы доказать общественности, что его вариант лучше, чем все остальные предлагаемые (естественно, общественностью). Иначе получается плюрализм в одной голове – заказчик сам с собою спорит. Если в споре появится достойный оппонент, то и альтернативы будут рассмотрены серьезно.

Проблема: Часто разработчики ОВОС подробно анализируют и описывают незначительные воздействия, а о значительных упоминают вскользь или не упоминают вообще (замечено «Эколайном»).

Предложение автора: В методику ЭЭ следует включить ранжирование воздействий, дабы избежать ситуации, когда детально изучаются незначительные воздействия, а значительные – поверхностно или упускаются из виду вообще. Вероятно, для всех проектов сделать конкретное и единое ранжирование затруднительно, в этом случае будет уместна разработка отдельных методик для разных типов проектов и от-

дельной (универсальной) методики ранжирования. В принципе, такой подход имеет место, но как-то несистемно и нечётко.

ОЭЭ и участие общественности в принятии решений

Проблема: Информирование о планируемой деятельности. Общественность нередко узнаёт о проекте слишком поздно, чтобы успеть предпринять действенные меры, ведь срок проведения ОЭЭ регламентирован окончанием проведения ГЭЭ. В результате возникает спешка в проведении ОЭЭ, что не может не сказаться на качестве экспертных заключений. В этом случае уже не может идти речь о поиске компромиссов, корректировке проекта – остаётся только бороться против его реализации в целом. Позднее информирование общественности приводит к появлению слухов и домыслов, причём слухи обычно не в пользу реализации проекта – раз молчат, значит, есть что скрывать. Таким образом, своевременное информирование общественности о планируемой деятельности необходимо как одна из значимых мер повышения эффективности участия общественности в принятии решений.

Предложение Н.Н. Гришина: «Федеральный и территориальные органы ГЭЭ совместно с иными государственными органами и органами местного самоуправления (или самостоятельно – за счёт заказчика ГЭЭ или экологического фонда) информируют общественность об объектах, поступивших на ГЭЭ, через существующие средства массовой информации или специально создаваемые для этой цели издания не позднее двух недель с момента подписания приказа руководителя природоохранного органа о проведении экспертизы».

Мнение автора: В целях упорядочения процесса следует возложить обязанность информирования о планируемой деятельности на орган, подписывающий декларацию о намерениях (информирование об утвержденных декларациях о намерениях) и орган госэкспертизы (информирование о начатых и завершённых ГЭЭ). Например, 5 и 15 числа (или в первую и третью декаду) каждого месяца указанные подразделения публикуют перечень утвержденных деклараций о намерениях, начатых и оконченных ГЭЭ с минимально необходимой информацией в официальном СМИ.

Предложение читателя: Из сборника «Социально-экологические последствия ракетно-космической деятельности, который издан в августе 2000 года Центром независимых экологических программ СоЭС (ЦНЭП): «В сфере космической деятельности, как и в сфере экологической, у нас, на мой взгляд, крупнейший законодательный провал. Это можно понять из сравнительного анализа американского «Закона о национальной политике в области окружающей среды» (1969 г.) и нашего российского Закона «Об охране окружающей природной среды» (1991 г.). Я имею ввиду, прежде всего, заявления о воздействии на окружающую среду. У американцев такое заявление является обязательным в процессе разработки любого крупномасштабного проекта, оказывающего воздействие на окружающую среду. Оно должно быть обязательно обнародовано: предварительное – за 90 суток до начала реализации проекта, окончательное – за 30 суток. И в нем достаточно пунктов, формализующих его вплоть до негативных оценок и альтернатив. У нас же в Положении, утвержденном Минприроды в 1994 году, а также в Законах «Об экологической экспертизе» и «Об охране окружающей природной среды» упоминается о таких заявлениях о воздействии, но не требуется их обязательного обнародования – опубликования. В результате мы постоянно запаздываем, только сейчас начинаем разбираться с тем, что произошло, например, на Алтае ... И хотя все, что происходит, было заложено 30 лет назад, но и сегодня реализуются проекты без всяких заявлений о воздействиях, без нормальных оценок воздействия на окружающую среду, без экологической экспертизы. И все эти проекты финансируются. Когда же мы с этим будем разбираться?» (С.В. Кричевский). Это я к тому, что у американцев уже отработаны и сроки, и формы. Почему не воспользоваться примером? (Л. Лунева, Москва).

Ответ автора: Мне не всё нравится, что отработано у американцев – у них душа слишком широкая, нам надо поскромнее. Да и их подход про сроки до, а не после, на мой взгляд, менее удачен. Мне больше нравится идея информировать как можно раньше, через определенный минимально разумный срок после принятия ре-

шения (в данном случае – после утверждения декларации о намерениях и решения о проведении ГЭЭ). А проект может разрабатываться и год, и два. Требование же «оповещать» в развитых странах означает раздачу буклетов, публикации практически во всех СМИ, что не сочетается с бережным отношением к природным ресурсам и стремлением сокращать образование ТБО, а для наших заказчиков это к тому же неоправданные значительные финансовые затраты. Я предлагаю опубликовать всего-навсего несколько строк, но в конкретном официальном рупоре органов власти и управления. Потом – там речь идет о крупных проектах, а я имею ввиду все проекты, но организованно и кратко, поскольку иногда и мелкий проект может быть продуман настолько неудачно, что рождает конфликт.

Проблема: Вместе или порознь? «Одной из проблем, связанных с разделением документов по ЭО и собственно проектной документации, считается возможность манипуляций, возникающих при этом. Так ЗВОС в ряде случаев оказывается красивой декларацией, мало связанной с проектными решениями, далекими от оптимальных. В России (и некоторых других странах) документация по ОВОС входит в состав проектной документации, связана с нею неразрывно и не подлежит анализу отдельно от остальной проектной документации. Этот подход аргументируется именно стремлением препятствовать подобного рода манипуляциям. На практике, однако, отсутствие единого документа, отражающего все аспекты, связанные с воздействием на окружающую среду, существенным образом затрудняет представление адекватной информации заинтересованной общественности и снижает эффективность ЭО, поскольку значительная часть собственно проектной документации может содержать конфиденциальную информацию. В целом можно констатировать, что отсутствие документации по ЭО, выделенной из общей проектной документации, является рудиментом, характерным для систем ЭО, находящихся на ранних стадиях развития» («Эколайн»).

Мнение автора: Как человек, всецело доверяющий только методу материального баланса (при котором, зная количественный и качественный состав сырья, материалов и готовой продукции, можно оценить количественный и качественный состав выбросов, сбросов, отходов), не представляю, как можно убедиться в достоверности приведенных в проекте величин выбросов, не зная величин потребляемого сырья. Да и из качества и количества выбросов можно извлечь информацию, защищенную не только коммерческой, но и государственной тайной. На мой взгляд – информация все же неделима, а вопросы конфиденциальности надежнее урегулировать ответственностью за разглашение тайны.

Проблема: Нужны ли общественные слушания на стадии ГЭЭ или достаточно только на стадии ОВОС? *Мнение автора:* Я думаю, что в них есть смысл, только если мнение общественности расходится с мнением экспертов. В этом случае эксперты должны осветить свою позицию перед народом и доказать ему свою правоту или же, наоборот, вникнуть в мотивы, движущие общественностью, и изменить свое решение. В принципе, достаточно иметь возможность представить аргументированные замечания в экспертную комиссию и потребовать аргументированного на них ответа в случае их отклонения.

Проблема: Какова степень участия общественной организации в ОЭЭ, после того как назначен председатель экспертной комиссии?

Мнение «Эколайна»: «Организации следует участвовать в принятии ключевых решений, определяющих стратегию экспертизы, – прежде всего, в подборе дополнительных экспертов и постановке перед ними заданий. Может оказаться полезным выработать с руководителем «рамочное» техническое задание на проведение экспертизы. С другой стороны, хотя в момент «первичного» формирования комиссии её руководителя официально не существует, полезно обсудить состав комиссии и направления её работы с потенциальным руководителем».

Мнение автора: Считаю, что эксперту должно быть выдано ТЗ, а потом даны замечания по заключению. В процессе же проведения экспертизы эксперт должен руководствоваться регламентом проведения экологической экспертизы. В остальных случаях эксперту должно оказываться содействие, а вмешиваться в его работу нельзя – он независим.

Принятие решения о допустимости реализации планируемой деятельности

Проблема: Компромисс между экологией и экономикой.

Мнение «Эколайна»: «В странах с переходной экономикой решение по ГЭЭ и ЭО принимаются экологическими органами, в компетенцию которых не входит учет социально-экономических последствий. В развитых странах решение принимается местными органами власти. Для эффективного учёта социально-экономических последствий возможен путь открытости информации для общественности и учёт её мнения. Общественность в курсе социально-экономических последствий».

Мнение автора: Кастовость взглядов – проблема не только природоохранной деятельности. Местные органы власти отдают приоритет экономическим интересам, а природоохранные органы не стремятся экономить деньги заказчика и вообще рисовать диаграмму «выгода – риск». Собственно, как и эконоКО. А кто же будет комплексно мыслить, с учётом всех факторов и интересов?

Законотворчество на региональном уровне

Проблема: В этой сфере большая часть проблем порождена проблемами в законодательстве, которые проще (и допустимо) устранить на уровне субъектов федерации.

Ответственность

Проблема: Бытует мнение, (эта мысль высказывалась рядом опрошенных нами специалистов), что за нарушения в сфере экологической экспертизы практически невозможно привлечь к ответственности.

Тем не менее, подобные прецеденты существуют, а анализ законодательства показал наличие достаточных норм для привлечения ко всем видам ответственности нарушителей законодательства в сфере экологической экспертизы.

Скорее всего, подобный пессимизм объясняется низким процентом выигранных дел. Но если сравнить решения судов, представленных в Приложениях 1 и 2, можно заметить, что по схожему составу правонарушения приняты противоположные решения. Причем там, где иск удовлетворен, по мотивировочной части решения можно заключить, что судья компетентен в вопросах экологической экспертизы и поэтому не побоялся взять дело к рассмотрению и рассмотреть его должным образом. Во втором случае судья постаралась отклонить иск по процессуальным основаниям, а судья кассационной инстанции провела параллель между ГЭЭ и экспертизой торгово-промышленной палаты, чем показала свою полную некомпетентность в вопросах экологической экспертизы.

На мой взгляд, ответственность за большую часть нарушений законодательства в сфере экологической экспертизы проектов предусмотрена, судебная практика же осложнена некомпетентностью судей в вопросах экологической экспертизы. Этот тезис подтверждается тем фактом, что в регионах, где и судьи, и истцы образованы в данной сфере (Челябинск, Хабаровск, Нижний Новгород), иски о признании незаконным положительного заключения ГЭЭ удовлетворяются, если есть на то основания.

Предлагаемая процедура принятия экологически значимых решений на стадии планирования хозяйственной деятельности

Одна из задач общественного экологического движения – добиться участия общественности в принятии решений на таком уровне, чтобы за общественностью оставалось последнее слово. Те, кто так желают, подсознательно считают общественностью себя, то есть индивидуума, достаточно образованного, чтобы понимать, о чем речь, социально-активного, которому безразлично, как будут жить не только его, но и чужие дети, который, узнав об обсуждении проекта, обязательно придет на общественные слушания. А ведь общественность – это толпа, в которой даже если и есть подобный индивидуум, он нивелируется.

«В целом общественность (не отдельные люди, а именно «толпа») не может принимать здравых решений. Они действуют «как все», эффект толпы так сказать. Если обдумает решение индивидуум, он поступит так как воспитан/хочет, то в толпе он

же может делать такие вещи, о которых потом жалеет. Давно известен такой эффект, что толпа/масса/коллектив «глупит» человека» (С. Сухарев).

С другой стороны, даже если чиновники компетентны, их легко подкупить или убрать с дороги иным способом, как и любого индивидуума. Всю толпу с дороги тихо и безболезненно убрать сложнее. Она неподкупна, но легко управляема – эффект толпы. При конфликте «только не у меня во дворе», добавится ещё и предвзятость «затрагиваемой общественности». Никто не захочет, чтобы затрагивали именно его, любимого. А в центральной части России пустынь нет.

Вот и получается, что госконтроль зависим в одну сторону, общественность в другую. Как достичь принятия заведомо правильного решения?

На наш взгляд, постичь абсолютную истину нереально, можно только максимально к ней приблизиться. Вот я и предлагаю вашему вниманию своё видение того, как достичь принятия наиболее верного решения, максимально приближённого к идеалу.

На мой взгляд, единственный выход – опора на закон. Для этого надо иметь чётко продуманное и разумное, реальное в исполнении законодательство, а общественности дать право контроля над его исполнением. Но, опять же, чтобы общественность могла этим правом эффективно пользоваться, она должна стать культурной и образованной, добросовестно изучать проблему, по которой собралась принимать решение. Не должна кухарка управлять государством – это абсурд. Если она хочет принимать решение по какому-то вопросу, сначала она должна этот вопрос изучить.

Но заставлять общественность образовываться против её воли – пока не реально – об этом свидетельствуют «успехи» всеобщего и непрерывного экологического образования, обязательность которого зафиксирована в разделе 11 закона «Об охране окружающей среды» от 19.12.1991 г. Нереально заставить, но реально создать мотивирующие условия. Следовательно, надо создать такие условия для общественности, чтобы у неё был выбор – участвовать в принятии решений и для этого потрудиться над самообразованием и над тем, чтобы разобраться в конкретной проблеме, по которой собралась принимать решение, или не трудиться вообще ни над изучением проблемы, ни над участием в принятии решений. По пословице – любишь кататься – люби и саночки возить. Таким образом, вместо общественности мы получим совокупность образованных индивидуумов, которая и будет вдумчиво участвовать в принятии решений.

В природоохранном законодательстве невозможно предусмотреть все случаи жизни, все спрогнозировать, поэтому особое внимание должно быть уделено урегулированию вопросов, связанных с возмещением экологического вреда, проведением и доказательностью (достоверностью) экологических экспертиз.

Как там, в «богатых» странах, или по мотивам анализа зарубежного законодательства

Часто приходится слышать даже от умных людей, что мы не можем решать экологические проблемы, пока не разбогатеем, что нечего смотреть на Америку – она богатая, а мы бедные. И у меня однажды возник вопрос – почему Америка богатая и там природоохране могут уделять должное внимание, а у нас готовы заплатить за сомнительную прибыль здоровьем, а то и жизнью собственных детей?

Мы обратились к законодательству наиболее «продвинутых» в природоохране стран – США, Канады, Японии, Англии. Первая, достаточно неожиданная трудность оказалась в том, что не так-то просто найти в нашей стране тексты иностранных НПА даже на языке оригинала. Наиболее доступно законодательство США, на втором месте – Канады (некоторые тексты можно скачать в Интернете), на третьем месте по доступности НПА – законодательство Англии. О законодательстве Японии написаны книги, статьи, диссертации, а сами тексты найти невозможно даже на Камчатке, где много и японцев, и японского.

Но и той информации, которую удалось собрать и проанализировать, оказалось достаточно, чтобы найти ответы на собственные вопросы, понять, почему они богатые, а мы бедные, почему наше законодательство самое прогрессивное в мире и не работает, а у них менее прогрессивное, и работает.

Оказалось, что дело не в экологическом законодательстве, а в общих принципах построения цивилизованного общества и в разумном общем, а не специальном законодательстве. Как сказал С.А. Боголюбов, не может быть хорошего экологического

законодательства, когда плохое законодательство в целом (Выступление на Парламентских слушаниях в Госдуме РФ 1 июня 1998 года). И анализ законодательства указанных стран показал, что при хорошем общем законодательстве даже поверхностное специальное законодательство будет работать эффективно. Например, NEPA (Закон о национальной политике в области охраны окружающей среды (НЭПА), 1969 г.) (по своей сути достаточно декларативный НПА) произвёл революцию в природоохране США большую, чем хороший и конкретный закон РФ «Об экологической экспертизе».

Основная причина успеха ОЭК в цивилизованных странах, на мой взгляд – это ставка на значимость общественного мнения, важность имиджа, как для политика, так и для рядового гражданина. Ведь там формально ещё меньше прав у общественности на принятие решений. Последнее слово за органами государственного контроля и управления. Но у той общественности больше прав на информацию. Процесс принятия решений полностью открыт. Чётко отработан механизм именно информирования общественности и выявления общественного мнения. Ни ОВОС, ни природоохранные решения госчиновников не могут являться закрытой информацией (Выступление Эрики Розенталь (США) на международном практическом семинаре Института эколого-правовых проблем «Экоюрис», Москва, 15 мая 2001 года).

У нас же даже текст заключения ГЭЭ получить достаточно проблематично. Как говорят в отделе ГЭЭ Липецкой области: «Мы Вас обязаны проинформировать, но показывать текст заключения ГЭЭ не имеем права». И чтобы проверить законность и обоснованность заключения ГЭЭ, общественность должна пройти сложный путь истребования заключения через суд, в котором тоже непросто обосновать желание с ознакомиться с заключением.

Когда же процесс принятия решений открыт, экологическая информация легкодоступна, представители общественности сами проследят нарушение законодательства и проинформируют компетентные органы, а если те не прореагируют надлежащим образом, подадут в суд и на принимавших противозаконное решение, и на компетентные органы.

Поскольку в развитых странах очень важна деловая и просто человеческая репутация, то принять откровенно неправомерные решения чиновники редко способны отважиться.

Если к тому же наладить действительно независимые, друг друга контролирующие три ветви власти и избирательную систему, которую нельзя обойти, это освободит от необходимости создания системы тотального контроля, в том числе и экологического и создаст условия для эффективного общественного контроля.

В настоящее время общественное движение России выросло профессионально и численно, эконКО есть в каждом субъекте Федерации и даже в районных центрах. Так что при создании приведённых выше условий, думаю, ОЭК может существенно дополнить ГЭК. А ГЭК при этом может быть действительно численно сокращен.

Япония в силу исторических и географических особенностей первая столкнулась всерьёз с экологическими проблемами и смогла прочувствовать на себе, что такое экологический кризис, ртутное отравление, радиационное поражение. Как отклик на болезни «Минамата», «Итай-итай» появилось самое простое законодательство о возмещении вреда здоровью человека от экологически вредной деятельности. Если в нашем законодательстве для доказательства даже очевидной причинно-следственной связи между заболеванием и проживанием в экологически неблагоприятной зоне требуется заключение дорогостоящей медико-экологической экспертизы, то в Японии для этого достаточно того, что район загрязнен таким веществом, от которого МОЖЕТ появиться указанное заболевание и человек проживал в этом районе достаточное время для возникновения данного заболевания. В первый, достаточно короткий период времени разорилось порядка 1000 заводов, но остальные смогли приспособиться к экологическому законодательству. При этом Япония стала только богаче, катастрофы и голодного бунта не последовало. У нас же, как правило, принято жалеть заводы и их рабочих – «нельзя закрыть завод, люди останутся без работы и умрут с голоду». Мы в этом убеждены. Хотя когда заводы массово останавливались по экономическим причинам, шуму было много, но потом как-то все приспособились и пережили экономиче-

ский спад. По экологическим причинам закрыть завод невозможно. Само же население испугается голодной смерти. Уж лучше от рака или лейкемии. Вот и существует НЛМК – гордо и богато. Реставрирует церкви, его хозяин получил орден от Патриарха всея Руси, а вплотную к коксохиму живут люди, у которых дети-инвалиды, а взрослые умирают не всегда стариками.

В Нидерландах решили проблему стойких органических загрязнителей (СОЗ), обязав заводы в течение определенного срока выполнить природоохранные требования в отношении СОЗ. Не справившиеся с заданием предприятия были закрыты. И опять же, голодными бунтами и ростом социальной напряженности это не сопровождалось (Юфит С.С. Выступление на конференции сети «Экология, безопасность, здоровье детей», февраль 2001 года).

Может и нам не стоит бояться заставлять промышленников соблюдать законы?

Предлагаю следующий механизм участия общественности в принятии экологически значимых решений на стадии планирования хозяйственной деятельности. Помимо указанных выше источников, в разработке указанного механизма особую роль сыграла серия социологических интервью и беседы со специалистами в период моего пребывания на Камчатском полуострове (лето 2000 года).

Механизм участия общественности

Мне видится следующий сценарий:

Некто запланировал хозяйственную деятельность. Он оформляет Декларацию о намерениях и подает ее в отдел государственной экологической экспертизы. Информирование общественности возлагается не на заказчика, а на указанный отдел, поскольку в этом случае информирование общественности будет проходить централизованно, систематически и, соответственно, более организовано. Например, 5 и 15 числа (или в первую и третью декаду) каждого месяца отделы ГЭЭ публикуют перечень утвержденных Деклараций о намерениях с минимально необходимой информацией в официальном СМИ в одном и том же разделе, в одном и том же месте, с разбивкой по районам города. Одновременно отдел ГЭЭ посылает заказное письмо с перечнем планируемых к реализации проектов на определенной территории эконоКО, специализирующейся на ОЭЭ (Центр экологической экспертизы), ТОСам, территория которых попала в зону влияния объекта ГЭЭ.

Тогда общественность не должна будет выискивать по разным газетам и радиопередачам, что же у нас в городе хотят построить, а получит возможность отслеживать все полностью с минимальными временными и финансовыми затратами.

Сейчас сложность внедрения данного правила состоит в том, что не все заказчики оформляют Декларацию о намерениях, большинство (по крайней мере, в Липецкой области) подают на экспертизу сразу проект. На мой взгляд – это дело заказчика – если он хочет заплатить сразу за проект, который могут потом полностью отклонить, то пусть рискует своими деньгами. Только в этом случае не стоит (как у нас пока принято) жалеть заказчика и его деньги – он сам выбрал такой путь. Тогда отдел ГЭЭ вместо информирования об утверждении Декларации о намерениях в том же порядке публикует информацию о поданном на экспертизу проектом документе (т.е. по сути – на отдел ГЭЭ возлагается информирование о первичных материалах, поданных на экспертизу).

Но на экспертизу не должна приниматься проектная документация без ОВОС, а составная часть ОВОС – информирование общественности и консультации с ней. Если, опять же, заказчик захотел все это выполнить самостоятельно, и, в течение месяца после опубликования отделом ГЭЭ информации о проекте в официальном СМИ от общественности нарекания не поступило – можно приступать к проведению ГЭЭ.

Сложившаяся ныне практика разнобоя в подаче материала на экспертизу негативно влияет на качество проектов и хорошо бы, чтобы отдел ГЭЭ приучил заказчиков к порядку. Если заказчик поймет, что его проект может быть отклонен или его придется полностью переделывать, если без консультации с общественностью не будут приниматься материалы на экспертизу, а только лишь из-за того, что не была подана Декларация о намерениях, заказчику придется месяц ждать начала ГЭЭ, он предпочтет начинать с Декларации. Не такая уж сложная это процедура.

Минимально необходимая информация:

- наименование проекта;
- место размещения;
- наименование заказчика, его юридический адрес;
- контактная информация, т.е. ФИО, телефон, адрес электронной почты, адрес офиса, часы приёма представителя заказчика, у которого можно получить дополнительную информацию по планируемой деятельности. Часы приема должны быть не реже 8-ми часового рабочего дня 2 раза в неделю до подачи документов на ГЭЭ, раза в две недели – до пуска объекта в эксплуатацию.

В связи с тем, что с одной стороны, специально уполномоченный орган на проведение ГЭЭ может быть не ниже уровня субъекта Федерации, а с другой стороны даже объекты Федерального уровня реализуются на земле определенного субъекта Федерации, интересы которого должны учитываться (согласно действующему законодательству) предлагаю указанную информацию публиковать в официальном СМИ субъекта Федерации, в определенные числа, в определенном месте. Для Липецкой области – это Ведомости администрации Липецкой области или Липецкая газета.

Когда мы ведём речь об общественности, мы как бы подразумеваем, что она очень хочет участвовать в принятии решений. На самом деле – общественность – это категория, которая имеет такое право, но никак не обязанность. И то, что от её желания реализовывать данное право зависит её же и благополучие – совсем не причина, что у нее появится желание таким образом заботиться о благополучии себя и своих детей. Это данность, и здесь можно только повторить известные фразы: «Каждый народ достоин своего правительства» и «Нельзя никого насильно мордой в счастье».

С другой стороны, надо уважать не только общественность, но и заказчика. Делать его заложником пассивной общественности – несправедливо. Вот почему мне не нравится западный подход к информированию общественности – объявления в большом количестве СМИ, распространение буклетов и т.д. и т.п. Те, кто хотят участвовать в управлении своей жизнью по идее, политически активны и должны читать официальный рупор местных органов власти, быть в курсе событий, принимаемых правовых актов.

Таким образом, предлагаю ограничиться приведенной выше формой информирования. Далее заинтересованная общественность может самостоятельно отслеживать информацию, регулярно читая указанную газету, и если объект по её разумению представляет интерес, заявлять о необходимости общественных слушаний и желании в них участвовать. Вот тогда уже заказчик и будет обязан представить максимально полную информацию и провести общественные слушания и иную работу с общественностью.

Проведению общественных слушаний должна предшествовать большая и серьёзная подготовительная стадия. То есть к общественным слушаниям необходимо подготовиться не только заказчику/разработчику проекта, но и общественности, которая хочет участвовать в принятии решений.

Заказчик должен выставить проект в общедоступном для его внимательного изучения месте – в центральной библиотеке субъекта Федерации и центральной библиотеке района, в котором данная деятельность планируется к реализации.

Также заказчик должен организовать консультации для общественности, в том числе и для отдельных её представителей (индивидуумов), если у нее появятся вопросы по проекту. Причём обязанностью консультанта должно быть терпеливое, квалифицированное разъяснение вопросов на понятном для консультируемого языке.

Таким образом, к общественным слушаниям общественность должна быть подготовлена, в слушаниях должны участвовать те, кто добросовестно разобрался в проблеме, чтобы её обсуждать. Конечно, проверить добросовестность подготовки к слушаниям у общественности не представляется возможным, поскольку она никому ничем не обязана. Но и возлагать на заказчика/разработчика проекта дополнительные обязательства в виде стать жертвой бескультирия и некомпетентности общественности, тоже несправедливо.

Главная проблема проведения общественных слушаний в низкой культуре дискуссии, как у заказчика/разработчика, так и у остального населения. Настолько это сложная проблема, что она становится камнем преткновения на пути участия общест-

венности в принятии решений. И на пути поиска компромиссов между заказчиком и общественностью. Пока эти две категории друг друга стоят.

Мне видится единственный выход – пойти по пути адаптации канадского опыта к российским условиям. В общем, предлагаю следующий сценарий:

Общественные слушания проводятся в помещении вроде актового зала.

Чтобы всё было как можно более честно, половина мест в зале должна быть отведена представителям общественных организаций, вторая половина, для остальной общественности района (чтобы это не было инсценировкой, подобной общественным слушаниям генплана г. Липецка, когда общественникам было дано два места в зале, в остальном заполненном представителями городской администрации и остальными чиновниками).

Штатным сотрудникам органов власти и управления должно быть отведено не более 10 % мест. Аргументация, что чиновники – это тоже общественность, не принимается, поскольку они – должностные лица, зависимые лица, а в общественных слушаниях должна участвовать независимая общественность. По крайней мере, зависимую общественность от независимой можно отделить правилом неучастия в общественных слушаниях госчиновников и представителей предприятия, учреждения, организации, являющейся заказчиком/разработчиком проекта.

Так же, по аналогии с процессуальным законодательством, при наличии аргументированных доводов о зависимости конкретного лица в результатах общественных слушаниях общим голосованием остальных присутствующих в зале можно исключить из участников слушаний определенных лиц (вне 10 % мест, отведенных для заведомо зависимой категории чиновников). Так же по этой процедуре можно выводить из зала заседаний лиц, нарушающих правила поведения и ход ведения слушаний (уже независимо от статуса). Здесь просматривается аналогия с процессуальным законодательством в отношении отвода судей и выведения из зала суда лиц, нарушающих правила поведения.

Правила поведения:

- говорить только по делу, спокойным тоном;
- не шуметь, не выкрикивать, не перебивать, не провоцировать конфликт.

После того как урегулировали состав участников общественных слушаний – выбирается арбитр. Обязанности арбитра: слушать и слышать выступающего, анализировать его выступление, оценить качество аргументации и в итоге внести запись на один из ватманов. Хорошо, если такому человеку ещё и доверяют одновременно и заказчик, и общественность.

На сцене вывешиваются два ватмана: На одном записываются преимущества, которые даст реализация планируемой деятельности, на другом – чем придётся платить за эти преимущества. И не надо никаких общих выступлений, привычных нам речей. Только как можно более краткие и четкие заявления, в которых предлагается добавить пункт на один из ватманов и даётся аргументированное обоснование вынесенного предложения.

После того, как все записи внесены на ватманы, арбитр объявляет вторую стадию общественных слушаний, которая, по решению присутствующих, может быть отложена на определённый срок, если требуется подготовка, либо проводится после небольшого перерыва, в течение которого народ может отдохнуть, собраться с мыслями, перекусить.

Вторая часть общественных слушаний – анализ потерь, т.е. оценка того, чем придётся заплатить при реализации планируемой деятельности. Каждый выступающий вносит предложения по минимизации какого-то из указанных негативных воздействий. Таким образом, часть записей ватмана потерь переносится на ватман предложений по усовершенствованию проекта. Остаются нерешаемые проблемы, которые присутствующие должны оценить – не слишком ли это большая плата за те преимущества, которые даёт реализация планируемой деятельности. Какие-то потери можно компенсировать платой за нанесение вреда (Здесь камень преткновения – однозначный запрет нанесения вреда здоровью человека. То есть формально, согласно законодательству здесь не может быть компромиссов. А реально – практически невозможно реализовать мало-мальски серьёзную деятельность абсолютно и однозначно безвредно для всех.

Результат – вместо того чтобы обговорить вопросы компенсации заказчику/разработчику и комиссии ГЭЭ приходится делать вид, что планируемая деятельность вред не наносит вообще). Возможно, заказчик благоустроит территорию проживания затрагиваемой проектом общественности или решит какую-то другую её проблему и получит, таким образом, согласие принять потери. Если наносимый вред, в принципе, переносим.

После чего анализируются оставшиеся проблемы с целью оценить, не слишком ли большая плата будет за обещаемые блага? Возможно, застройку любимого сквера, если за это разобьют парк, до которого придётся ходить на 10 минут дольше, пережить можно, высокий риск заболевания раком детского населения – вряд ли. И задача арбитра провести слушания таким образом, чтобы суметь это довести до общественности, достичь компромисса между заказчиком и общественностью или выявить действительную невозможность такого компромисса, однозначную причину, по которой он невозможен.

Вынесение решения, подобного заключению ГЭЭ: принять проект, доработать по указанным замечаниям, запретить проект. Решение принимается общим голосованием.

В случае если результаты общего голосования не совпали с результатами самих слушаний (с результатами ватмана), например, конфликт под названием «только не у меня во дворе» – общественность принципиально заартачилась безо всяких на то оснований, проект подается на ГЭЭ и далее работает привычный механизм.

Поскольку предполагаем, что среди общественности есть, в том числе и специалисты, например, работающие в экоНКО, вузе, НИИ, которые не поленились предварительно изучить проект, то принимаем, что проект хорошо проанализирован независимыми экспертами и нет необходимости в проведении ГЭЭ, достаточно текущего согласования с органами государственного контроля и управления, чтобы не пропустить очевидно плохой проект. Если это не так, и общественность не удосужилась подготовиться к слушаниям, поверила заказчику/разработчику на слово, то опять вспомним известные фразы: «Каждый народ достоин своего правительства» и «Нельзя никого насильно мордой в счастье».

Таким образом, необходимость в проведении ГЭЭ возникает только в случае расхождения результатов голосования с результатами самих слушаний, т.е. когда конфликт не снят проведением слушаний и непонятно, как его снимать: Объясняли-объясняли, а те так и не поняли и как объяснять, неизвестно – слушания зашли в тупик. Если отдел ГЭЭ и экоНКО смогут наладить конструктивное взаимодействие с лучшими представителями общественности, можно создавать сбалансированную комиссию ГЭЭ – эксперты ГЭЭ и эксперты из экоНКО. Хорошо бы законодательно ввести требование не о введении наблюдателей в комиссию ГЭЭ, а о введении полноправных экспертов числом на один меньше чем госэкспертов при условии, что экоНКО способны предоставить экспертов, соответствующих требованиям к эксперту по формальным признакам.

Пока требования к эксперту в нашем законодательстве таковы:

Статья 16 ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 г. Эксперт государственной экологической экспертизы:

1. Экспертом государственной экологической экспертизы является специалист, обладающий научными и (или) практическими познаниями по рассматриваемому вопросу...

2. Экспертом государственной экологической экспертизы не может быть представитель заказчика документации, подлежащей государственной экологической экспертизе, или разработчика объекта государственной экологической экспертизы, гражданин, состоящий в трудовых или иных договорных отношениях с указанным заказчиком или с разработчиком объекта государственной экологической экспертизы, а также представитель юридического лица, состоящего с указанным заказчиком или с разработчиком объекта государственной экологической экспертизы в таких договорных отношениях.

Включение экспертов от общественности в комиссию ГЭЭ сняло бы необходимость в проведении ОЭЭ, которая не имеет юридической силы. В России до введения института ГЭЭ существовал институт экспертиз ВООП, который был более эффективен, чем нынешний. И хорошо бы вернуться к использованию этого опыта.

Экспертизы ВООП: При Всероссийском обществе охраны природы существовал Технический совет, в который входили видные ученые, специалисты. Быть членом Совета считалось престижным, достойным, поэтому он состоял действительно из наиболее авторитетных личностей. Так, долгое время Технический совет камчатского ВООП возглавлял директор Камчатского института экологии и природопользования доктор экономических наук Роберт Савельевич Моисеев. Потом он возглавлял много комиссий ГЭЭ на Камчатке. Так вот – экспертизы ВООП проводились только по конфликтным или особо сложным объектам, их было мало, но проводились они качественно и к выводам экспертов относились со всей серьезностью – им следовали.

Если экспертизы проводить по предложенной мною схеме, то на ГЭЭ будут подаваться только конфликтные и особо сложные объекты, как во времена экспертиз ВООП. В этом случае собрать команду из авторитетных специалистов, которым доверяет общественность, но сами они являются профессионалами, более реально. А вот качественно проводить экспертизы, поставленные на поток, почти невозможно. Да и не нужно.

Организация ГЭЭ

Руководителем экспертной комиссии традиционно выбирается наиболее авторитетный специалист, подразумевается, что он лучше всех может оценить проект. На самом деле, по мнению Роберта Савельевича Моисеева («Руководитель должен уметь регулировать человеческие отношения. Любой процесс, особенно в деле охраны природы – это, прежде всего, процесс человеческих отношений» – Моисеев Роберт Савельевич, директор Камчатского института экологии и природопользования ДВО РАН) с которым я согласна, руководитель экспертной комиссии должен уметь вести заседания экспертной комиссии, слушать других людей, сглаживать конфликтные ситуации, выводить ораторов из эмоциональной сферы в интеллектуальную, отделять зёрна от плевел, анализировать, обобщать сказанное экспертами в единое логичное заключение ГЭЭ. Т.е., по сути, он не столько должен много знать в отношении планируемой деятельности, сколько иметь вышеперечисленные навыки, быть психологом. Возможно, действительно, на эту роль хорошо приглашать психолога, а ещё лучше, если найдётся человек с двумя образованиями, одним экологическим (или, хотя бы, техническим), а другим – психологическим.

Знать же должны эксперты – это их задача – анализ проекта и выявление ошибок проектирования и оценки воздействия на окружающую среду.

На первом заседании экспертной комиссии эксперты между собой должны определиться, чья помощь и в какой последовательности им нужна. Так, экономисту для более точного определения экономических показателей нужно получить заключение специалистов, оценивающих ущерб природным ресурсам. Например, в проекте указано нанесение вреда рыбным запасам в сумме – 10 тыс. рублей. Эксперт-рыбник оценивает ущерб в сумме 20 тыс. рублей.

При определении экономических показателей экономист должен оценить – насколько прибыль от реализации планируемой деятельности превышает потери, по сути, составить диаграмму «выгода – риск». Если он будет работать отдельно от экспертов, оценивающих адекватность заявленного ущерба, он будет опираться лишь на цифры, указанные в проекте и выйдет на величину высокой эколого-экономической эффективности, когда в реальности (с учётом замечаний иных экспертов) она будет недопустимо низкой. Вынесение же окончательного вердикта экспертов должно опираться именно на величину эколого-экономической эффективности и диаграмму «выгода – риск», а не на количество высказанных замечаний, как пока делается.

Помочь составить эколого-экономический прогноз может компьютерное моделирование. Подобные модели в помощь экспертам способны разработать, например, в социально-экономической лаборатории Камчатского института экологии и природопользования. Проблема их практического использования в том, что, во-первых, они дороги, во-вторых, чтобы они правильно работали, нужна достоверная исходная информация, которую заказчик старается не давать.

Так что если нет возможности разработать подобную компьютерную модель, то придется считать и прогнозировать вручную с использованием математического аппа-

рата. Вероятно, для этого в комиссию придется приглашать математика или программиста, а может и экономист справится.

Компьютерное моделирование позволяет уйти от недостатка, присущего нынешним экспертизам – отсутствие системного подхода. К сожалению – в государственной экологической экспертизе довлеет отраслевой подход – приглашаются эксперты по лесу, воде, воздуху... которые в состоянии оценить только один «свой» аспект проблемы. В составе комиссии должен быть человек, который обладает навыками системного подхода и сможет, проанализировав заключения отраслевых специалистов, сделать вывод в ракурсе «выгода – риск». Мне здесь видится тандем экономист и эколог-системщик, которые способны на основе индивидуальных заключений экспертов составить диаграмму «выгода-риск» или оценить эколого-экономическую эффективность проекта.

Если размеры экономической выгоды значительно превышают размеры экологического вреда, то можно говорить о допустимости реализации деятельности при условии осуществления компенсационных выплат. Ведь если ожидается большая прибыль при маленьком ущербе – то, что стоит заказчику возместить ущерб? А если нет – то зачем нам такой проект?

Итак, на первом заседании экспертной комиссии происходит знакомство экспертов между собой, распределение обязанностей, ответственный секретарь комиссии докладывает о материалах, представленных на экспертизу, об особенностях проекта.

Ко второму заседанию готовятся проекты индивидуальных экспертных заключений, и на самом заседании доводится их содержание до остальных членов экспертной комиссии. Если кто-то из экспертов считает необходимым получить копию экспертного заключения коллеги для корректировки своего собственного, ему должны предоставить ксерокопию.

К третьему заседанию корректируются проекты индивидуальных экспертных заключений по результатам экспертных заключений коллег (см. пример про последовательность подготовки экспертных заключений) и на самом заседании происходит окончательное обсуждение индивидуальных заключений.

Руководитель экспертной комиссии, эколог-системщик составляют сводное заключение. Экономист, возможно, с помощью математика, программиста и эколог-системщик составляют диаграмму «выгода-риск», рассчитывают эколого-экономическую эффективность проекта.

Четвёртое заседание – обсуждение проекта сводного заключения.

Пятое заседание – обсуждение проекта сводного заключения, составленного с учётом результатов предыдущего обсуждения.

Шестое заседание – обсуждение проекта сводного заключения совместно с заказчиком и представителями общественности.

Если заключение отрицательное – обсуждение только совместно с заказчиком. Если после обсуждения проекта отрицательного заключения с заказчиком заключение становится положительным, то далее всё идёт как для проекта положительного заключения.

Обсуждение проекта положительного заключения происходит почти по сценарию общественных слушаний: На ватмане записываются замечания и предложения выступающих. Потом происходит обсуждение каждой записи относительно значимости предложенных замечаний и замечания, признанные незначимыми вычеркиваются.

При наличии значимых замечаний, проект возвращается на доработку.

Проведение экспертизы должно быть открытым. Это значит, что в заседаниях могут участвовать наблюдатели от общественности (25 % от численности экспертов).

Заключение ГЭЭ должно быть общедоступно и не может считаться охраняемой государственной или коммерческой тайной. Обязанность представления текста заключения ГЭЭ возлагается на отдел ГЭЭ и заказчика (на то должностное лицо, которое им было назначено для связи с общественностью ещё на стадии информирования о Декларации о намерениях). Процедура предоставления заключения ГЭЭ: Любой гражданин (без обоснования причин), который желает ознакомиться с текстом заключения ГЭЭ, приходит в часы приема к указанному должностному лицу, которое предоставляет ему текст заключения для ознакомления в его кабинете в течение часов приёма. Гражданину разрешается делать любые выписки из представленных документов.

Желание гражданина получить ксерокопию документа (ОВОС, заключение ГЭЭ) должно быть удовлетворено в течение рабочего дня при условии оплаты гражданином себестоимости ксерокопии. Завышать расценки на ксерокопию запрещается, но и возлагать на заказчика оплату полностью, неразумно, поскольку в этом случае народ может ходить и копировать без особой на то необходимости огромное число копий, а так будут копировать только те, кому надо – деньги небольшие, можно сложиться, если что. Если совсем бедные – перепишут от руки в кабинете.

При неудовлетворительной работе с общественностью со стороны заказчика и экспертов у общественности может сложиться представление о необходимости проведения ОЭЭ для более основательного изучения проблем, связанных с реализацией планируемой деятельности.

Если же проект был представлен на всеобщее ознакомление, скорее всего, необходимость в проведении ОЭЭ не возникнет, но лишать общественность такого права неразумно, ведь ОЭЭ проводится за счет средств самой организации и само по себе не влечет юридических последствий. Только после утверждения председателем или заместителем специально уполномоченного органа в сфере ГЭЭ. Единственное что мешает такому ходу событий – ОЭЭ должна быть проведена до получения положительного заключения ГЭЭ. Мне кажется, что это правило хотя и имеет под собой основание, но очень мешает делу. ОЭЭ следует проводить в том случае, когда общественность не согласна с результатами ГЭЭ. Для этого результаты ГЭЭ должны быть получены. Таким образом считаю уместным продлить срок проведения ОЭЭ до трёх месяцев после обнародования результатов ГЭЭ. Процедура принятия решения на этой стадии такова: ГЭЭ обнародует результаты в официальном СМИ и в течение 10 дней ждёт реакции общественности. В течение этого срока общественность должна заявить о своём желании провести ОЭЭ.

Желание выражается в виде заявления произвольной формы на имя руководителя специально уполномоченного на проведение ГЭЭ органа и подается в официальном порядке (должно быть зарегистрировано). Затем ещё в течение 10 дней от общественности ожидается заявление на проведение ОЭЭ в соответствии с требованиями закона. И затем еще 3 месяца (в случае проектов особой сложности – 6-ть месяцев) дается на проведение ОЭЭ. В течение этого срока заключение ОЭЭ должно быть передано в комиссию ГЭЭ. Комиссия ГЭЭ должна рассмотреть заключение ОЭЭ на заседании с приглашением заказчика и экспертов ОЭЭ и дать письменные аргументированные объяснения по непринятым замечаниям. По принятым замечаниям и в случае утверждения заключения ОЭЭ никаких объяснений давать не надо.

Это предложение, конечно, затянёт процедуру принятия решений, но именно в тех случаях, когда заказчик и эксперты ГЭЭ плохо работали с общественностью. Что называется, сами виноваты. То есть в этом случае, считаю, заказчика жалеть не стоит. Да и если идти по предложенному мною механизму необходимость в подобном должна возникать крайне редко или не возникать вообще.

Процедура ОЭЭ почти идентична предложенной процедуре ГЭЭ, но, поскольку, утвердить ее заключение очень проблематично, должны быть соблюдены следующие условия:

- собрать комиссию из как можно более авторитетных экспертов;
- организовать компанию PR.

Очень важно строго соблюдать все процессуальные нормы: правильно зарегистрировать ОЭЭ, зафиксировать передачу заключения в комиссию ГЭЭ (лучше всего, послать заказным письмом с уведомлением о вручении и продублировать передачей лично в руки секретарю специально уполномоченного органа в сфере ГЭЭ, проследить, чтобы секретарь зафиксировал получение заключения ОЭЭ в книге регистрации входящих документов).

Правильно составить и оформить заключение ОЭЭ.

Проведение самой ОЭЭ сделать как можно более гласным.

В случае отказа от утверждения ОЭЭ и неприятия замечаний, высказанных экспертами ОЭЭ согласно действующему законодательству орган ГЭЭ должен дать мотивированное объяснение причин неутверждения заключения и неприятия замечаний. В случае отсутствия или неудовлетворительной мотивации можно подать иск о

признании незаконными и необоснованными выводов ГЭЭ по основанию несоблюдения норм проведения ГЭЭ – неучёт мнения общественности. Подобные прецеденты уже имели успех, правда, не в Липецке.

Таким образом, мне видится основа механизма участия общественности в принятии решений в опоре на закон, аргументированные доводы и индивидуумов от общественности.

Правовой аспект реализации предложенного механизма

Реализация предложенного механизма в правовом аспекте требует внесения изменения в действующие НПА, а также принятие новых НПА. При этом часть вопросов может быть решено на региональном уровне.

Процесс информирования общественности изложен в Положении об ОВОС. Он более «прогрессивен», т.е. сложен и затратен для заказчика, чем предложенный мной, и, как показывает годовое существование данного Положения, заказчик не информирует общественность должным образом. Для усовершенствования процесса информирования следует внести поправки в Положение об ОВОС и принять соответствующий НПА на региональном уровне, например – регламент проведения процесса ОВОС в Липецкой области, в котором конкретно указать этапы, сроки, СМИ, в которых будет проводиться информирование общественности.

Раннее информирование общественности предусмотрено Положением об ОВОС, которое повсеместно не исполняется заказчиками/разработчиками проектов, причём, как показывает практика, они о нем даже не знают. Здесь уместна разработка норм-санкций материального характера, которые обяжут заказчика соблюдать Положение об ОВОС надлежащим образом. Действующее законодательство содержит общие нормы, предусматривающие санкции за несоблюдение природоохранных норм при проектировании и строительстве объекта, которые можно пытаться применять в этих целях до появления специальных норм. Пока подобные прецеденты мне неизвестны и ответственность за данное положение дел лежит на органах государственного экологического контроля. Именно они должны выступать истцами, формировать практику применения экологического законодательства, искать пути оживления «мёртвых» экологических НПА.

Процесс проведения общественных слушаний не урегулирован даже Положением об ОВОС, поэтому здесь возможно принять соответствующий НПА на региональном уровне, который не будет противоречить федеральному. Здесь возможно два варианта – включить регламент проведения общественных слушаний в региональный регламент проведения ОВОС, и второй вариант – принятие отдельного Регламента проведения общественных слушаний на территории Липецкой области. Преимущество отдельного НПА в том, что общественные слушания в дальнейшем могут проводиться не только в рамках процесса ОВОС, но в иных случаях.

А вот предложение о проведении ГЭЭ только особо значимых проектов, а также всех конфликтных проектов требуют внесения существенных изменений в закон «Об экологической экспертизе». Ввиду того, что в настоящее время идут попытки пересмотреть закон для его смягчения, предлагать вносить изменение в закон «Об ЭЭ» опасно – могут принять не только мои предложения, но и свои под видом желания общественности пересмотреть закон.

Предложения по формированию экспертной комиссии требуют внесения незначительных изменений в Регламент о проведении ГЭЭ.

Предложения в сфере организации ГЭЭ носят в целом методический характер и могут быть оформлены в качестве методических указаний для проведения ГЭЭ, а также в виде изменений в регламент проведения ГЭЭ. Лишь небольшая часть предложений требует изменения Федерального Закона.

Заключение

Институты экологической экспертизы и ОВОС как процесса подготовки материалов для проведения экологической экспертизы требуют в правовом аспекте более детальной проработки и адаптации к реальным условиям. Но, как показывает анализ правоприменительной практики, экологическая экспертиза эффективна и при дейст-

вующем законодательстве – проблема не в несовершенном специальном законодательстве, а в его несоблюдении. Следовательно, первично совершенствование системы реализации права, поскольку совершенствование законодательства, которое все равно не соблюдают, дело заведомо проигрышное. Совершенствование же системы реализации права возможно только при неутомимой и последовательной деятельности образованной общественности, которая будет порождать судебные прецеденты и требовать к себе должного уважения.

Таким образом, необходимо совершенствовать процедуру участия общественности в принятии решений – участия в виде дисциплинирующего и активизирующего фактора для лиц, ответственных за принятие решений.

Литература:

1. Бринчук М.М. Экологическое право : учебник. – М.: Юристъ, 2003. – 670 с.
2. Акции экологического движения: руководство к действию / Сборник; отв. ред. И.А. Халий. – М., 1996. – 315 с.
3. Андрийцев В.А. Правовое обеспечение экологической экспертизы. – Киев : «Будивельник», 1990. – 168 с.
4. Боголюбов С.А. Защита экологических прав: пособие для граждан и общественных объединений. – М. : Центр экологической политики России, 1996. – 96 с.
5. Брук И.И., Фомин С.А. Экологическая экспертиза и оценка воздействия на окружающую среду. – М. : Издательство МНЭПУ, 1998. – 88 с.
6. 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 «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Васильева М.И. Судебная защита экологических прав: правовые вопросы возмещения и предупреждения экологического вреда: практическое руководство для граждан и общественных объединений. – М. : Центр экологической политики России, 1996. – 217 с.
8. Ерофеев Б.В. Экологическое право России : учебник для академического бакалавриата / науч. ред. Л.Б. Братковская. – М. : Издательство «Юрайт», 2016. – 455 с.
9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 1. – 248 с.
10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 2. – 218 с.
11. Лебедева А.Н., Лаврик О.Л. Природоохранное законодательство развитых стран : аналитический обзор / РАН. Сибирское отделение в 3-х частях. – Новосибирск, 1991. – Ч.1: Право и система управления. – 204 с.
12. Лебедева А.Н., Лаврик О.Л. Природоохранное законодательство развитых стран : аналитический обзор / РАН. Сибирское отделение: в 3-х частях. – Новосибирск, 1992. – Ч. 2: Защита окружающей среды от загрязнения: методы контроля и регулирования. – 360 с.
13. Черп О.М., Виниченко В.Н., Хотулёва М.В. Экологическая оценка и экологическая экспертиза. – М. : Эколайн, 2000. – 196 с.
14. Правовые аспекты экологической экспертизы проектов в Российской Федерации. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/3c0a65625a3ad68b4d53b88421306c27_0.html
15. Кусов Г.В. Современные тенденции в развитии общественных отношений в сфере недропользования в России // 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. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 209–212.
16. Арифжанова М., Аюпова М., Усманова Г. Некоторые аспекты оценки состояния экологической безопасности нефтегазовых объектов // 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.4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 95–96.
17. Днепровская В.П., Яценко И.Г., Перемитина Т.О. Комплексное исследование техногенной нагрузки с использованием спутниковых и наземных данных // 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.4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 134–142.

18. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 195–216.

19. Талипова Н.З., Жуманова С.Г., Нигматов И. Культура безопасности – важный аргумент для современного стиля жизни населения планеты // 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.4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 224–226.

20. 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 // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 66–71.

References:

1. Brinchuk M.M. Ecological right : textbook. – М. : Yurist, 2003. – 670 p.
2. Stocks of the ecological movement: guide to action / Collection; otv. edition I.A. Haly. – М., 1996. – 315 p.
3. Andriytssev V.A. Legal support of environmental assessment. – Kiev : «Budivel'nik», 1990. – 168 p.
4. Bogolyubov S.A. Protection of the ecological rights: a grant for citizens and public associations. – М. : Center of environmental policy of Russia, 1996. – 96 p.
5. Brook I.I., Fomin S.A. Environmental assessment and assessment of impact on the environment. – М. : MNEPU publishing house, 1998. – 88 p.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Vasilyeva M.I. Judicial protection of the ecological rights: legal questions of compensation and prevention of an environmental damage: practical guidance for citizens and public associations. – М. : Center of environmental policy of Russia, 1996. – 217 p.
8. Erofeyev B.V. Ecological right of Russia: the textbook for the academic bachelor degree / науч. edition L.B. Bratkovskaya. – М. : Yurayt publishing house, 2016. – 455 p.
9. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of development of oil and gas fields : the collection of regulations and documents for students of higher education institutions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2010. – Part 1. – 248 p.
10. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of development of oil and gas fields : the collection of regulations and documents for students of higher education institutions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2010. – Part 2. – 218 p.
11. Lebedeva A.N., Lavrik O.L. The nature protection legislation of the developed countries: state-of-the-art review / RAS. The Siberian office in z-x parts. – Novosibirsk, 1991. – Ch.1: Right and control system. – 204 p.
12. Lebedeva A.N., Lavrik O.L. The nature protection legislation of the developed countries: state-of-the-art review / RAS. Siberian office: in 3 parts. – Novosibirsk, 1992. – Part 2: Environment protection against pollution: control methods and regulations. – 360 p.
13. Cherp O.M., Vinichenko V.N., Hotulyova M.V. Ecological assessment and environmental assessment. – М. : Ecoline, 2000. – 196 p.
14. Legal aspects of environmental assessment of projects in the Russian Federation. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/3c0a65625a3ad68b4d53b88421306c27_0.html
15. Kusov G.V. Current trends in development of the public relations in the sphere of subsurface use in Russia // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 5: Electric equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 209–212.
16. Arifzhanova M., Ayupova M., Usmanova G. Some aspects of assessment of a condition of environmental safety of oil and gas objects // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т.4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 95–96.

17. Dnieperovskaya V.P., Yashchenko I.G., Peremitina T.O. A complex research of technogenic loading with use of satellite and land data // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T.4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 134–142.

18. Povarova L.V., Kusov G.V. Normative and technical regulation of environmental safety in the oil and gas industry // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 195–216.

19. Talipova N.Z., Zhumanova S.G., Nigmatov I. A safety culture – an important argument for modern lifestyle of the population of the planet // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T.4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 224–226.

20. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. The prospects of use of physical and chemical and mathematical modeling for development of highly effective complex technology of cleaning and preparation of reservoir waters // the Scientific and practical reviewed «Ekologiya i Promyshlennost Rossii» magazine. – M. : Kalvis publishing house, 2019. – T. 23. – № 3. – P. 66–71.

УДК 622.243.24

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЁННОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
«ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ» СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА
НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА**

**USE OF HORIZONTAL WELLS OF BIG EXTENT
WITH APPLICATION OF A "INTELLECTUAL" CONTROL SYSTEM OF INFLOW
ON THE EXAMPLE OF THE OFFSHORE FIELD OF NAME YU. KORCHAGINA**

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. Одним из наиболее значимых направлений развития ресурсной базы углеводородов в России являются шельфовые проекты. Российским добывающим компаниям жизненно необходим опыт работы на подобных проектах. Одним из таких проектов, запущенных в недавнее время, является месторождение имени Ю. Корчагина. Основной проблемой при разработке месторождения стали преждевременные прорывы газа из газовой шапки, неравномерный приток в скважину, образование конусов воды или газа и, как следствие, невыполнение плановых показателей. В статье предлагается использование горизонтальных скважин большой протяжённости с применением «интеллектуальной» системы контроля притока. Данная технология позволит выровнять профиль депрессии в длинных горизонтальных скважинах и ограничить прорывы газа и воды из высокопроницаемых зон. Это позволит существенно повысить эффективность разработки месторождения имени Ю. Корчагина путём увеличения КИН и оптимизации работы скважины на протяжении всего срока её эксплуатации. Внедрение и усовершенствование подобных технологий в перспективе позволит значительно повысить эффективность управления скважинами и, тем самым, положительно повлиять на процесс разработки шельфовых месторождений Каспия.

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. One of the most significant directions for the development of the hydrocarbon resource base in Russia is shelf projects. Russian mining companies need experience in such projects. One of such projects launched in recent times is the named after Yu. Korchagin field. The main problem in the development of the field was the premature gas breakthroughs from the gas cap, uneven inflow into the well, the formation of water or gas cones and, as a result, non-fulfillment of planned indicators. The article proposes the use of large horizontal wells with the use of «intellectual» flow control system. This technology will allow leveling the depression profile in long horizontal wells and limit gas and water breakthroughs from highly permeable zones. This will significantly improve the efficiency of development of the field named after Yu. Korchagin by increasing the oil recovery factor and optimizing the operation of the well throughout its life. The introduction and improvement of such technologies in the future will significantly improve the efficiency of well management and, thereby, have a positive impact on the development process of the Caspian offshore fields.

Ключевые слова: особенности разработки шельфовых месторождений; факторы, осложняющие разработку шельфовых месторождений; контроль за разработкой шельфовых месторождений; ограничивающие факторы применения МУН на месторождении имени Ю. Корчагина; системы контроля притока; активные «интеллектуальные» устройства контроля притока; перспективы развития месторождения имени Ю. Корчагина.

Keywords: features of the development of offshore fields; factors complicating the development of offshore fields; control over the development of offshore fields; the limiting factors of the use of enhanced oil recovery methods at the named after Yu. Korchagin field; inflow control systems; active «intelligent» flow control devices; prospects for development of the named after Yu. Korchagin field.

Общие сведения о месторождении

Месторождение имени Ю. Корчагина было открыто в 2000 году. Оно было названо в честь Корчагина Ю.С., который был руководителем аппарата Совета директоров в компании «Лукойл». В эксплуатацию месторождение было введено в апреле 2010 года.

Нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с двух стационарных ледостойких платформ, которые соединены переходным мостом.

Первая очередь месторождения, введённая в эксплуатацию в 2010 году, включает морскую ледостойкую стационарную платформу, платформу жилого модуля, а также морской перегрузочный комплекс, который использовался для отгрузки продукции до запуска инфраструктуры месторождения им. В. Филановского.

Вторая очередь обустройства месторождения включает блок-кондуктор, подводные трубопроводы и силовые кабели для соединения с ледостойкой стационарной платформой первой очереди.

Компания успешно применила уникальные для Российской Федерации технологические решения по строительству добывающих скважин с длинами горизонтальных участков более 5 км и контроля притока.

Все решения, которые успешно показали себя при обустройстве месторождения имени Ю. Корчагина, компания применяет для максимально эффективной разработки других каспийских месторождений.

На месторождении имени Ю. Корчагина зафиксирован мировой рекорд в бурении горизонтальных скважин. Так, при бурении скважины № 108 был установлен новый мировой рекорд по количеству пройденных метров в бурении с большим смещением забоя – 4908 м. Рекорд подтверждён мировой базой данных Schlumberger / Smith Bits.

Месторождение имени Ю.Корчагина расположено в центре северной части Каспийского моря в 175 км от г. Астрахань (рис. 1). Северное побережье Каспийского моря включает в себя территорию Астраханской области в центральной части; восточная часть принадлежит Казахстану; западная часть является территорией республики Калмыкия; юго-западная – территорией Дагестана.

Ледообразование в акватории начинается в ноябре-декабре, в суровые зимы замерзает вся акватория Северного Каспия, отмечается интенсивное торосообразование. С конца января по март происходит дрейф плавучего льда. Лёд сходит в марте-апреле.

Глубина промерзания воды от 0,4–0,6 до 1,3 м. С ноября по февраль может наблюдаться морское брызговое обледенение.

Колебания уровня моря, вызываемые сгонно-нагонными явлениями, в различных районах моря проявляются неодинаково. Наибольшие наблюдаются в мелководной северной части, где под влиянием восточных и юго-восточных штормовых ветров, сгонно-нагонные колебания уровня моря могут меняться довольно резко: повышаться на 2,0–4,5 м при нагонах и понижаться на 1,0–2,5 м при сгонах. Средняя продолжительность нагонов и сгонов составляет от 10–12 до 24 часов, редко – 48 часов.

Колебания уровня моря также связаны с изменением стока рек Волга, Урал, Тереки, дающих до 90 % годового стока. Максимальный уровень характерен в июне-июле, минимальный – в феврале; размах внутригодовых колебаний составляет 30–35 см.

Течения в Каспийском море формируются под воздействием ветрового режима, разницы в плотности воды в различных районах, а также стока почти 130 рек.

В северной части моря воды, выносимые р. Волга, разделяются на две ветви. Одна из них проходит вдоль северного берега на восток, сливаясь с водами р. Урал и образуя небольшой замкнутый круговорот. Основная часть идёт на юг вдоль западного берега. Преобладающие скорости течений – 1015 см/сек, в открытых районах Северного Каспия – до 30 см/сек.

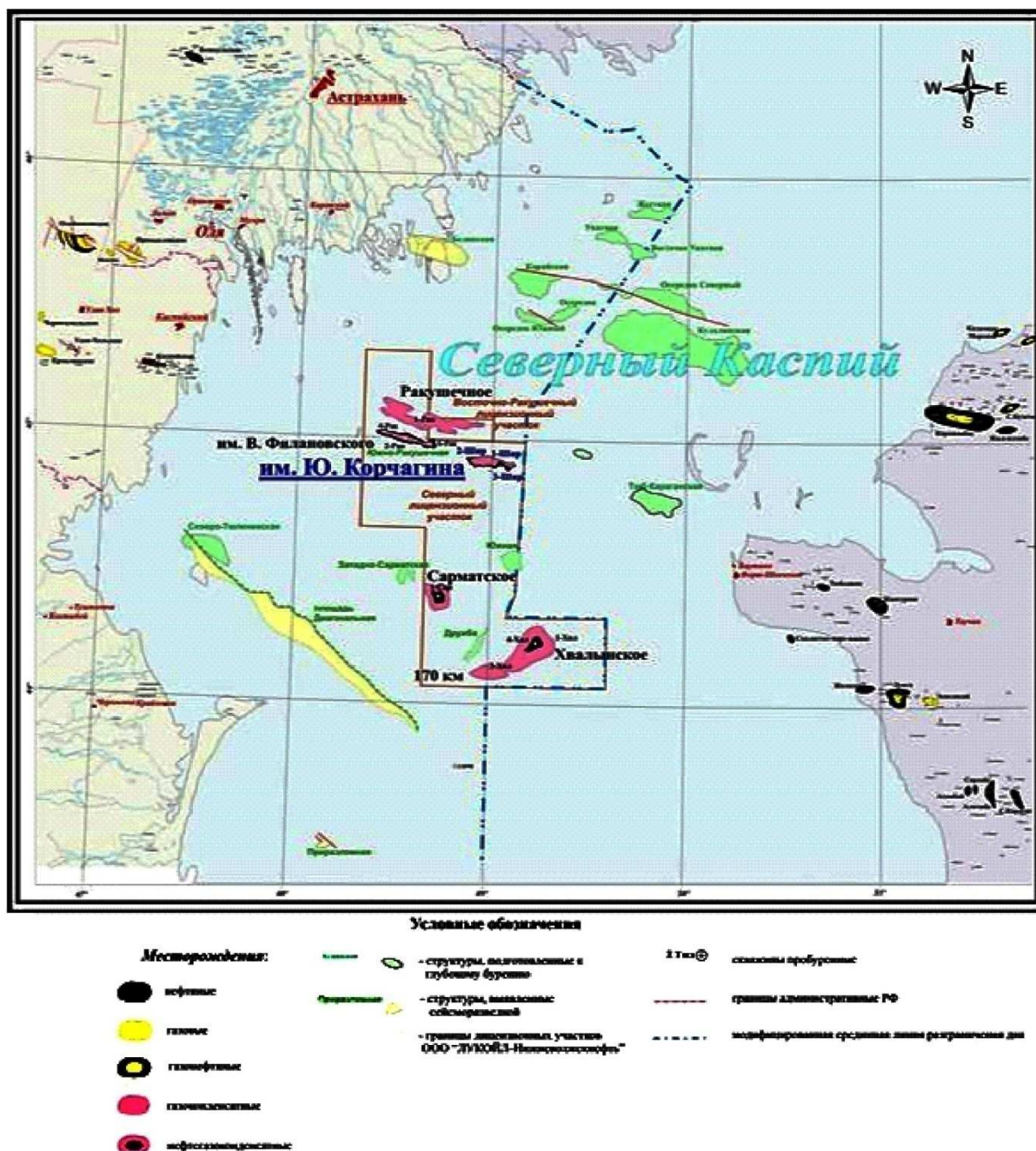


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения имени Ю. Корчагина

Факторы, осложняющие разработку шельфовых месторождений

Существует множество различных факторов, так или иначе осложняющих разработку шельфовых месторождений и снижающих её эффективность. Наиболее важными из таких факторов являются:

- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи по простиранию и вкрест простиранию;
- неблагоприятное соотношение подвижностей фильтрующихся в пласте фаз;
- гравитационное разделение фаз, приводящее к преимущественной фильтрации газа по верхней части пласта, и воды по его нижней части;
- образование водяных и газовых конусов.

Все эти факторы, проявляющиеся отдельно или вместе, приводят к низкому макроскопическому (т.е. проявляющемуся в пределах всей залежи) охвату пластов воздействием и, как следствие, к низкой нефтеотдаче. Другим фактором, влияющим на нефтеотдачу, является эффективность вытеснения нефти водой. Этот фактор часто называют микроскопическим коэффициентом охвата.

Особенность шельфовой эксплуатации – это высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Глубины добычи на морском шельфе, как правило, находятся в пределах двухсот метров, в отдельных случаях достигая значения в полкилометра. Применение той или иной буровой технологии напрямую зависит от глубины залегания продуктивного слоя и удалённости места добычи от берега.

Особенности разработки шельфовых месторождений

К особенностям разработки морских нефтегазовых месторождений можно отнести следующие:

1. Создание с учётом суровых морских гидрометеорологических условий специальных гидротехнических сооружений новых плавучих технических средств (плавучих краново-монтажных судов, судов обслуживания, трубоукладочных барж и других специальных судов) для геофизических, геолого-поисковых работ и строительства нефтепромысловых объектов на море и их обслуживания в процессе обустройства, бурения, эксплуатации и ремонта скважин, а также при сборе и транспорте их продукции;

2. Бурение наклонно-направленного куста скважин с индивидуальных стационарных платформ, с приэстакадных площадок, на искусственно создаваемых островах, с самоподъёмных и полупогружных плавучих установок и других сооружений как над водой, так и под водой;

3. Выбор при проектировании наиболее рациональной для данного месторождения или залежи сетки скважин, которая должна иметь такую плотность, чтобы не требовалось её уплотнения, так как оно в морских условиях связано с чрезвычайно большими трудностями из-за уже существующей системы обустройства месторождения и сети подводных коммуникаций, когда размещение новых гидротехнических сооружений для бурения дополнительных скважин может оказаться невозможным;

4. Выбор рациональных конструкций и числа стационарных платформ, приэстакадных площадок, плавучих эксплуатационных палуб и других сооружений для размещения на них оптимального числа скважин (в зависимости от залегания пластов, сроков проводки скважин, расстояние между их устьями, их дебитов, ожидаемых при имеющихся устьевых давлениях, и т.д.);

5. Соответствие долговечности и надёжности гидротехнических и других сооружений срокам разработки нефтяных и газовых месторождений, т.е. периоду максимального извлечения нефти из залежи и всего месторождения в целом.

Работы по разведке и разработке шельфовых месторождений обычно ведутся в два этапа (рис. 1).

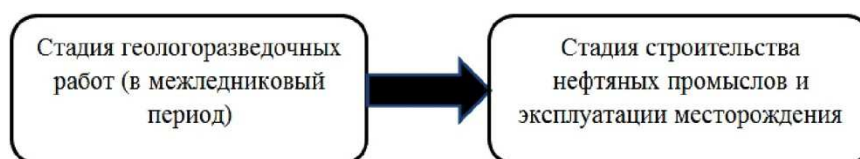


Рисунок 1 – Этапы разработки шельфовых месторождений

На первом этапе производятся геологоразведочные работы в межледовый период. После того как завершен этап разведочных работ и обнаружены промышленные запасы нефти или газа (определен контур месторождения, произведён подсчёт запасов, установлены геологические условия месторождения), приступают к составлению проекта разработки месторождения, определяющего этапы разработки, установление темпов отбора продукта по этапам, оптимальное размещение скважин на месторождении. Разрабатывается также технология с учётом применения методов интенсификации добычи.

На базе проекта разработки месторождения создают проект оснащения месторождения, где определяется комплекс технических средств, включающих платформы, эксплуатационное технологическое оборудование, системы транспорта и хранения нефти и газа.

На втором этапе, при разработке месторождения требуется уникальная и надежная техника, обеспечивающая круглогодичный режим работы. Необходимо отметить, что на этапе разведочных работ бурят небольшое число скважин (3–5). Доразведку и уточнение исходных данных производят на первом этапе начала эксплуатации месторождения. В результате этого вносят определенные коррективы и в проект разработки, и в проект оснащения месторождения. В рамках проектов разработки, как правило, рассматривается возможности и целесообразность использования различных способов механизированной добычи, в том числе газлифта, электроцентробежных насосов (ЭЦН) и струйных насосов. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки.

Так, газлифтный способ эксплуатации скважин позволяет регулировать дебит в широком диапазоне посредством изменения режима закачки газа. Объёмы ресурсов сжатого газа позволяют применять газлифтный способ для достижения проектных уровней добычи; необходимое давление нагнетания газлифтного газа обеспечивается системой закачки.

С учётом повышенного газового фактора и высокого давления насыщения, равного давлению более глубоких пластов, газлифтный способ добычи более эффективен, чем ЭЦН. Это связано с тем, что в результате расширения газовой шапки в процессе эксплуатации месторождения газовый фактор добываемой нефти значительно превысит исходную газонасыщенность пластовой нефти, что отрицательно скажется на работе насосов. Возможен также переход некоторых из них на фонтанирование, что при газлифте происходит без сложностей.

Выбор газлифтного способа добычи часто бывает обусловлен уникальной конструкцией скважин шельфовых месторождений – короткий вертикальный участок (500–800 м) и протяженный наклонный ствол (с отходом от вертикали до 12 км), что ограничивает эксплуатационные возможности насосов.

Газлифтное оборудование (мандрели с клапанами) может быть установлено при выполнении начального этапа работ по заканчиванию скважин, без ограничения пропускной способности лифта; обеспечивается возможность спуска инструментов для подземных ремонтов или каротажных приборов через лифтовую колонну на забой.

Капитальные затраты, связанные с эксплуатацией скважин посредством ЭЦН или струйных насосов выше, чем для газлифта. Для сборки и спуска в скважины ЭЦН необходима подъемная установка для капремонта скважин.

Современные морские нефтегазодобывающие промыслы представляют собой высокомеханизированные и автоматизированные комплексы для бурения и эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа на берег по трубопроводам или танкерами.

Существуют следующие виды морских промыслов:

- надземный или надводный;
- подводный;
- подземный (туннельно-шахтный);
- комбинированный, представляющий различные сочетания первых трёх видов.

При организации надземного или надводного промысла освоение морских месторождений нефти и газа осуществляют следующими способами:

- разбуриванием и эксплуатацией подводных залежей нефти и газа наклонными скважинами, закладываемыми на берегу;
- образованием искусственной суши путём сплошной засыпки дна моря на участке нефтегазоносной площади и размещением на ней промысловых объектов;
- осушением дна моря на участке нефтегазоносной территории;
- осушением дна моря на участке месторождения с помощью постройки огражденной дамбы с последующей откачкой воды;
- сооружением морских эстакад с приэстакадными площадками;
- строительством морских стационарных нефтегазопромысловых платформ;
- бурением морских скважин с оснований островного типа в комбинации с тендерными судами;
- проходкой скважин со специально сконструированных плавучих платформ и плавсредств.

При организации подводного промысла морские месторождения нефти и газа осваивают с помощью бурения скважин с плавучих буровых установок с подводным заканчиванием устьев скважин и размещением объектов добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа непосредственно на дне моря или плавучем либо стационарном основании.

Управление режимом работы скважин и подводных комплексов осуществляют дистанционно с близлежащей стационарной или плавучей платформы.

При организации подземного промысла морские месторождения нефти и газа осваивают с помощью тоннельно-шахтной системы, которая включает буровые кусты, транспортный тоннель, связывающий их между собой и с береговой рампой, и соединительные камеры для обеспечения разъезда транспортных средств и разводки коммуникаций из тоннеля в буровые кусты.

Процесс освоения нефтегазового месторождения может быть интенсифицирован за счёт организации и применения комбинированного морского промысла, например, сочетания подводного заканчивания устьев скважин на подводных комплексах с размещением основных производственных объектов обустройства промысла и управления на технологических платформах.

При разработке морских нефтегазовых месторождений, как правило, сравнительно редко применяют только один из перечисленных выше методов.

Обычно используют комбинированные способы сооружения морских промыслов. Например, сочетают надводный промысел с подводным устьевым заканчиванием скважин на кустовом комплексе. Надводную часть устанавливают на ледостойких платформах, на которых размещают буровые и эксплуатационные скважины, а также систему дистанционного управления оборудованием устьев подводных скважин.

Контроль за разработкой шельфовых месторождений

Условия разработки шельфового месторождения (ограниченное количество скважин для бурения, ограниченный доступный радиус бурения с береговой площадки) диктуют свои условия мониторинга и управления разработкой месторождения. В таких условиях бурение наблюдательных и пьезометрических скважин экономически нецелесообразно.

Весь фонд эксплуатационных скважин оснащен внутрискважинным и поверхностным оборудованием для сбора и обработки необходимой промысловой информации. Все скважины оборудованы постоянно действующими устьевыми и внутрискважинными датчиками давления и температуры.

Информация с внутрискважинных и поверхностных датчиков регистрируется, обрабатывается и записывается в автоматическом режиме, и доступна для просмотра в режиме реального времени. Таким образом, весь фонд эксплуатационных скважин может обеспечивать сбор данных, необходимых для контроля и регулирования разработки месторождения.

Контроль над разработкой шельфовых месторождений в процессе их эксплуатации осуществляется с целью получения информации о геологическом строении нефтяной залежи и эффективности её разработки.

При этом при осуществлении контроля за процессом разработки необходимо учитывать, как особенности местоположения месторождения, так и особенности его разработки горизонтальными скважинами, протяжённость которых составляет более 10 км.

Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пластов, в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по их осуществлению и регулированию;
- оптимизации осуществляемого процесса разработки и планирования мероприятий на будущее;
- оценки эффективности отдельных технологий.

В процессе контроля разработки нефтяного пласта изучаются:

- 1) динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа по пласту в целом, отдельным участкам и скважинам;
- 2) охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента по отдельным участкам залежи;
- 3) положение контуров нефтеносности;
- 4) энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора;
- 5) изменения коэффициентов продуктивности, газового фактора, гидропроводности пласта;
- 6) состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
- 7) изменение физико-химических свойств добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе эксплуатации.

Основными способами получения информации при контроле разработки месторождения являются:

- измерение дебита, газового фактора и обводнённости продукции скважин на поверхности;
- исследование интервалов притока и состава жидкости в стволе скважины;
- исследование пластов в разрезе скважин.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю над разработкой должны равномерно охватывать всю площадь объекта разработки. Целесообразно предусматривать следующие виды работ:

- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводнённости продукции по добывающим скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- отбор и исследование глубинных, поверхностных проб продукции скважин;
- снятие профилей притока в добывающих скважинах.

Когда пластовой энергии оказывается недостаточно для подъёма жидкости из пласта на поверхность, фонтанирование скважины прекращается.

Механизированная добыча (механизированный лифт) применяется в тех случаях, когда давление в нефтяном коллекторе снижается настолько, что уже не может обеспечивать экономически оптимальный отбор из скважины за счёт природной энергии. Наиболее распространены следующие методы механизированной добычи:

- газлифт;
- плунжерный лифт;
- добыча штанговыми насосами;
- откачка пневматическими и гидравлическими насосами;
- откачка роторными насосами;
- откачка гидравлическими глубинными насосами;
- откачка электрическими погружными насосами.

В скважинах, где давление в коллекторе или давление растворённого газа слишком мало, чтобы создавать фонтанирование, поток жидкости может поддерживаться искусственным методом – газлифтом.

Существует множество вариаций газлифтной системы, но основной принцип заключается в том, чтобы брать газ из внешнего источника и закачивать его в добываемые жидкости, проходящие по насосно-компрессорной колонне, т.е. сущность газлифтного способа эксплуатации заключается в подъёме продукции скважины за счёт подачи в неё необходимого количества сжатого газообразного рабочего агента.

Скважину, в которую закачивают под давлением углеводородный газ (в особых случаях – азот или углекислый газ) с целью использования энергии этого газа для подъёма продукции скважины на дневную поверхность, будем называть газлифтной, при закачке для этой же цели воздуха – эрлифтной (в последнее время воздух запрещено закачивать в скважины по условиям техники безопасности).

Опасности и недостатки применения воздуха в качестве рабочего агента:

- образование взрывчатых веществ при смешивании воздуха с попутным газом и парами бензина;
- возможность взрыва компрессоров при попадании воздуха в систему их смазки;
- интенсивная коррозия скважинного и поверхностного оборудования;
- невозможность использования добываемого попутного газа в смеси с воздухом;
- ухудшение качества нефти из-за её окисления;
- повышенные расходы энергии на сжатие воздуха;
- образование более стойких нефтяных эмульсий.

Объём применения газлифтного способа эксплуатации скважин в России сравнительно небольшой. Однако, по сравнению с насосными способами, он имеет следующие очень важные достоинства:

- возможность более простой эксплуатации высокодебитных нефтяных скважин;
- возможность более простой эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в осложнённых условиях.

Анализ текущего состояния разработки шельфового месторождения

На месторождении имени Ю. Корчагина на основании утверждённого проектного документа ведётся разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса. Месторождение имени Ю. Корчагина введено в разработку в апреле 2010 года. Первой введена в разработку залежь волжского яруса. В апреле-июне 2010 года проводились пуско-наладочные работы технологического комплекса подготовки нефти, с июля 2010 года ведётся полномасштабная добыча УВ. Залежь неокомского надъяруса введена в разработку в июне 2011 года. Разработка месторождения осуществляется скважинами с горизонтальным завершением ствола.

Конструкция скважин состоит из эксплуатационной колонны с наружным диаметром 244,5 мм, спущенной до кровли продуктивного пласта и подвешенном на пакере фильтра-хвостовика диаметром 177,8 мм, оборудованном системой противопесочных элементов, с заколонными разбухающими пакерами.

Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда на 01.01.2013 г. приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Состояние реализации проектного фонда скважин месторождения имени Ю. Корчагина на 01.01.2013 г.

№№ n/n	Категория фонда	Неоком	Волжский	Месторож- дение
1	Утверждённый проектный фонд, всего	31	6	37
	в том числе:			
	добывающие	29	4	33
	нагнетательные	2	2	4
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–
2	Фонд скважин на 01.01.2013 г., всего	9	4	13
	в том числе:			
	добывающие	7	3	10
	нагнетательные	2	1	3
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.2013 г., всего	11	5	16
	в том числе:			
	добывающие	9	4	13
	нагнетательные	2	2	4
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–

Как видно из приведённой таблицы 1, разбуривание месторождения ещё не завершено и ведётся близко к утверждённому варианту. Согласно ему, в целях минимизации геологических рисков, связанных с проводкой горизонтальных скважин в условиях большой геологической неопределённости залежи неокомского надъяруса, предусмотрено равномерное радиальное размещение по площади добывающих скважин с длиной горизонтального ствола до 5 км вблизи ВНК, параллельно его поверхности.

При этом, как и предусмотрено проектным документом, траектория каждой последующей скважины уточняется не только по результатам пробуренных, но и непосредственно в процессе бурения – в режиме реального времени с использованием геонавигационного оборудования. Это обеспечивает своевременный контроль за изменением структурных характеристик и формационного состава целевых объектов. Полученная информация используется для обновления геологической и геомеханической модели для более эффективного планирования траекторий последующих скважин.

Общий фонд пробуренных на месторождении скважин составляет 17, из которых 10 находятся в добывающем фонде, 1 водонагнетательная, 2 газонагнетательные и 4 поисково-оценочные скважины (№№ 1, 2, 3 и 5 Широтные). Все добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом. Поисково-оценочные скважины ликвидированы согласно требованиям техники безопасности эксплуатации на море.

По эксплуатационным объектам скважины распределены следующим образом:

- на залежи волжского яруса – 3 добывающие скважины (№№ 11, 12 и 14) и одна водонагнетательная (№ ВП-2);
- на залежи неокома – 7 добывающих скважин (№№ 104, 107, 109, 110, 113, 114 и 116) и 2 газонагнетательные скважины (№№ G-1 и G-1bis).

В отличие от проектного документа, в котором для обратной закачки газа предусмотрено бурение одной газонагнетательной скважины на газовую шапку неокома, по факту пробурены две газонагнетательные скважины. Необходимость второй скважины (пробурена в апреле 2012 года) связана с увеличением объёмов газа под обратную закачку из-за более интенсивного прорыва газа в добывающие скважины, чем ожидалось и тем, что давление на устье скважины G-1 достигло максимально допустимого (16 МПа).

Так, по состоянию на 01.01.2013 г. проектный суммарный отбор газа (растворённого и прорывного) должен был составлять 451 млн м³, фактически отобрано 1408 млн м³ газа, в том числе 134 млн м³ растворённого и 1274 млн м³ прорывного газа.

Накопленный объём газа, закачанный в газовую шапку неокома, составляет 1240,8 млн м³.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к крышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований подтвердили это. Так, присутствие трассеров, закачанных с водой в скважину № ВП-2 (волжский) и с газом в скважину № G-1 (неоком), зафиксировано в продукции добывающих скважин №№ 11, 12, 14, 110, 113, 107 и 104.

Для закачки добываемой пластовой воды в водоносную зону на залежи волжского яруса в августе 2010 года введена в эксплуатацию водонагнетательная скважина № ВП-2. Накопленный объём закачанной в волжский ярус воды составляет 245,7 тыс. м³, в т.ч. 10,196 тыс. м³ воды, отобранной из водоносного пласта залежи неокома месторождения имени В.Филановского.

В целом по месторождению за весь период эксплуатации отобрано 1186,2 тыс. тонн нефти, 1425,1 тыс. тонн жидкости и 1408,1 млн м³ газа, в том числе растворённого 133,8 млн м³, прорывного 1274,3 млн м³. На конец 2012 года (декабрь) газовый фактор составляет 950 м³/т, обводнённость продукции 13,7 % при среднегодовых значениях 1105 м³/т и 17,9 %. Снижение этих показателей обусловлено вводом новых скважин.

Начальные извлекаемые запасы нефти 28669 тыс. тонн выработаны на 4,1 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,014. Запасы газа газовых шапок залежей неокома и волжского, составляющие 32,4 млрд м³, выработаны на 4,2 %.

График показателей разработки месторождения в целом представлен на рисунке 2.

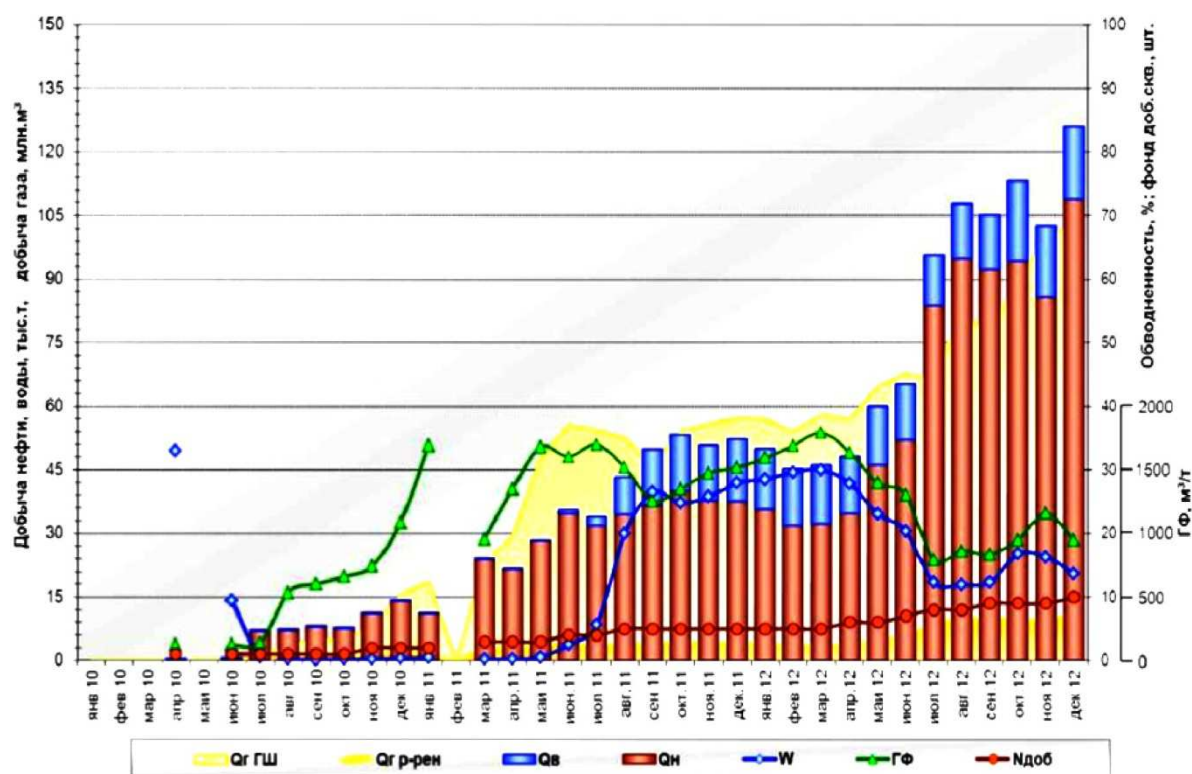


Рисунок 2 – График показателей разработки месторождения:

QгГШ – дебит газа газовой шапки; Qг р-рен – дебит растворённого газа; Qв – дебит жидкости; Qн – дебит нефти; W – обводнённость; ГФ – газовый фактор; Nдоб – количество добывающих скважин

На месторождении осуществляется постоянный мониторинг разработки, выполняется программа исследовательских работ по применению интеллектуальных систем контроля притока.

Ниже представлено характерное поведение некоторых скважин неокомского яруса месторождения имени Ю. Корчагина.

Скважина № 110 введена в эксплуатацию в июне 2011 года с начальным дебитом нефти 383 тонн/сут. (471 м³/сут.) и газовым фактором 132,7 м³/т. В августе достигнут максимальный дебит нефти, равный 400 тонн/сут. при газовом факторе 193,3 м³/т и обводнённости продукции 11 %. Уже к концу 2011 года дебит нефти снизился до 272 тонн/сут., а газовый фактор и обводнённость выросли до 473,7 м³/т и 20 % соответственно. С этого момента темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебиты нефти и жидкости составляют соответственно 141 и 215 тонн/сут. Их снижение обусловлено ростом газового фактора до 2148 м³/т и обводнённости до 34 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 141,1 тыс. тонн нефти, 178,8 тыс. тонн жидкости и 104,4 млн м³ газа, в том числе 14,7 млн м³ растворённого и 89,7 млн м³ прорывного.

Скважина № 113 введена в эксплуатацию в августе 2011 года с начальным дебитом нефти 196 тонн/сут. и жидкости 398 тонн/сут. (431 м³/сут.) с обводнённостью равной 51 % и газовым фактором 115,5 м³/т. Причиной высокой обводнённости может являться совокупность факторов. Во-первых, часть горизонтального ствола обсаженного песочным фильтром, в отличие от остальных скважин, расположена ближе всех к зоне ВНК (2,4 м), а, во-вторых, как свидетельствуют результаты трассерных исследований имеется связь между нефтенасыщенной областью неокома и водоносной областью через зоны разуплотненных пород (или трещины).

Максимальный дебит нефти 361,8 тонн/сут. достигнут в октябре 2011 года при обводнённости продукции 47 % и газовом факторе 347,6 м³/т. С этого момента темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебиты нефти и жидкости составляют соответственно 129,2 и 340,6 тонн/сут., обводнённость продукции 62 %, газовый фактор 3133 м³/т. За

период эксплуатации из скважины отобрано 116,4 тыс. тонн нефти, 257,8 тыс. тонн жидкости и 135,1 млн м³ газа, в том числе 12,1 млн м³ растворённого и 123,0 млн м³ прорывного газа.

Скважина № 107 введена в эксплуатацию в апреле 2012 года с начальным и одновременно с максимальным дебитом нефти 529 тонн/сут. (649 м³/сут.) и газовым фактором 162,9 м³/т. Уже в июне газовый фактор достиг 336,9 м³/т при дебите нефти 402,2 тонн/сут. После этого темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 297 тонн/сут., газовый фактор 896,8 м³/т, обводнённость продукции 2 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 89,2 тыс. тонн нефти, 89,6 тыс. тонн жидкости и 48,9 млн м³ газа, в том числе 9,3 млн м³ растворённого и 39,6 млн м³ прорывного.

Скважина № 104 введена в эксплуатацию в июне 2012 года с начальным дебитом нефти 596 тонн/сут. (732 м³/сут.) и газовым фактором 119,2 м³/т. Максимальный дебит нефти 668 тонн/сут. достигнут в июле при газовом факторе 170,2 м³/т, а уже в августе при дебите нефти 480 тонн/сут. величина газового фактора составила 367 м³/т. После этого, несмотря на перевод скважины на меньшие штуцера, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 330 тонн/сут., газовый фактор 865 м³/т, обводнённость продукции 15 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 92,8 тыс. тонн нефти, 96,8 тыс. тонн жидкости и 40,8 млн м³ газа, в том числе 9,7 млн м³ растворённого и 31,1 млн м³ прорывного.

Скважина № 116 введена в эксплуатацию в июле 2012 г. с начальным дебитом нефти 931 тонн/сут. и газовым фактором 116,7 м³/т. Максимальный дебит нефти 1387 тонн/сут. достигнут в августе при газовом факторе 115,8 м³/т. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 1103 тонн/сут., дебит жидкости 1190 тонн/сут., газовый фактор 284,2 м³/т, обводнённость продукции 7 %. Снижение дебитов нефти и жидкости обусловлено наметившемся прорывом газа газовой шапки. За период эксплуатации из скважины отобрано 220,0 тыс. тонн нефти, 226,5 тыс. тонн жидкости и 37,6 млн м³ газа, в том числе 22,9 млн м³ растворённого и 14,7 млн м³ прорывного.

Скважина № 114 введена в эксплуатацию в сентябре 2012 года с начальным и одновременно максимальным дебитом нефти 368 тонн/сут. (452 м³/сут.) и газовым фактором 126,8 м³/т. Уже в октябре газовый фактор достиг 381,4 м³/т при дебите нефти 347,9 тонн/сут. После этого, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 227 тонн/сут., дебит жидкости 236 тонн/сут., газовый фактор 916,6 м³/т, обводнённость продукции 4 %. Снижение дебитов нефти и жидкости обусловлено прорывом газа газовой шапки. За период эксплуатации из скважины отобрано 33,5 тыс. тонн нефти, 34,2 тыс. тонн жидкости и 16,6 млн м³ газа, в том числе 3,5 млн м³ растворённого и 13,1 млн м³ прорывного.

Скважина № 109 введена в эксплуатацию в декабре 2012 г. с начальным дебитом 894,2 тонн/сут. (1100 м³/сут.) и газовым фактором 112,6 м³/т. Следует отметить, что в течение месяца дебит нефти изменялся от 323 тонн/сут. до 1296 тонн/сут. Скважина является высокодебитной. За период эксплуатации из скважины отобрано 25,9 тыс. тонн безводной нефти и 2,9 млн м³ газа, в том числе 2,7 млн м³ растворённого и 0,2 млн м³ прорывного.

Сравнение проектных и фактических показателей

На месторождении имени Ю. Корчагина разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса ведётся на основании утвержденного проектного документа. Сопоставление фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению приведено на рисунке 3.

Из представленных данных видно, что в период 2010–2012 гг. фактические уровни добычи нефти и жидкости существенно ниже проектных показателей.

В 2010 году фактическая добыча нефти 55,3 тыс. тонн и жидкости 55,5 тыс. тонн ниже их проектных значений (343,3 и 343,5 тыс. тонн) на 84 %.

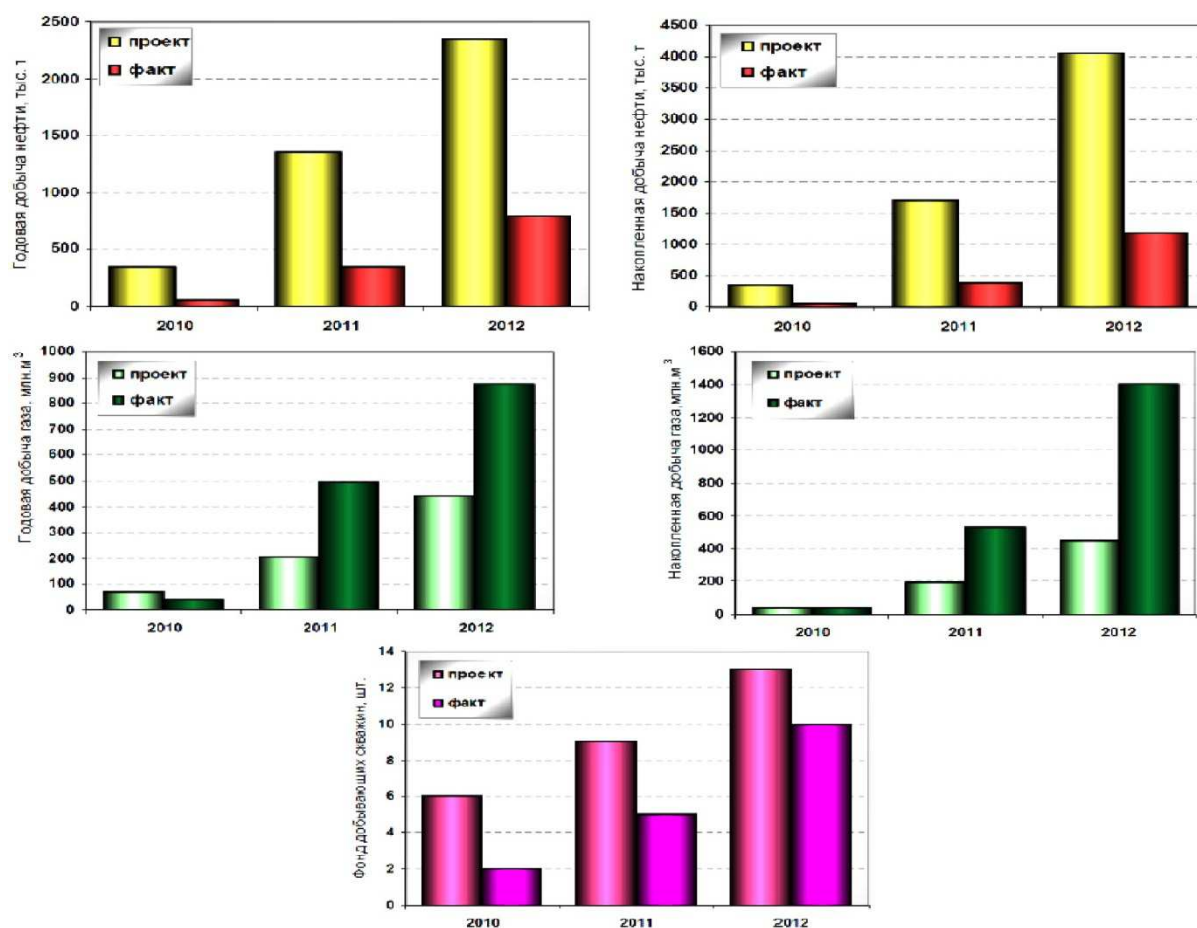


Рисунок 3 – Сравнение фактических и проектных показателей

Основные причины столь значительного отличия между проектом и фактом следующие:

- более поздний ввод залежей в разработку, чем планировалось. Так, по проекту начало добычи нефти было предусмотрено с 01.02.2010, фактически первую нефть получили в апреле, а полномасштабный ввод месторождения состоялся в июле 2010 года;

- фактический фонд добывающих скважин (2 шт. – на волжский ярус) меньше проектного (6 шт.) на 4 скважины, из которых 2 планировались на залежь волжского яруса и 2 – на залежь неокомского надъяруса. В процессе бурения первых скважин были получены данные, которые изменили представления о геологическом разрезе месторождения. Геологические условия для проводки скважин оказались более сложными, чем ожидалось. Был изменён порядок ввода скважин и снижены коммерческие скорости бурения. Соответственно изменение скоростей отразилось на сроках строительства и ввода скважин в эксплуатацию;

- фактический средний дебит по нефти скважин волжского яруса (275 тонн/сут.) ниже проектного (356 тонн/сут.) в 1,3 раза. Это связано в основном с меньшей проницаемостью пород-коллекторов, чем прогнозировалась. Так, средневзвешенная проницаемость нефтенасыщенной зоны волжского яруса в актуализированной фильтрационной модели 2012 года составляет 0,065 мкм² (по проекту 1,65 мкм²). Во-вторых, с более высоким газовым фактором, составляющим в среднем 694 м³/т, (по проекту 126 м³/т), обусловленным прорывом газа газовой шапки. Причём, как показала эксплуатация скважин, результаты расчётов на фильтрационной модели и закачка трассеров в газонагнетательную скважину № G-1, источником прорывного газа являются как газовая шапка волжского яруса, так и газовая шапка залежи неокомского надъяруса.

Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2010 году (22 %) связано с тем, что не был предусмотрен порядок вывода на проектный режим оборудования эксплуатационно-технологического комплекса с малым количеством добывающих скважин (2 шт.) и в период пусконаладочных работ.

В 2011 году фактическая добыча нефти и жидкости (338,1 и 403,8 тыс. тонн) также оказалась ниже проектной (1351,5 и 1435,6 тыс. тонн) на 75 и 72 % соответственно.

Причины этого следующие:

- фактический фонд добывающих скважин (5 шт.) ниже проектного (9 шт.) на 4 скважины, из которых одна планировалась на залежь волжского яруса и 3 – на залежь неокомского надъяруса;

- средние по месторождению дебиты нефти и жидкости (280 и 335 тонн/сут.) ниже проектных (515 и 547 тонн/сут.) как по причинам, описанным выше, так и в связи с тем, что:

- фактическая протяжённость горизонтальных стволов по коллектору оказалась меньше проектной, что объясняется более неоднородным распространением пластов-коллекторов. Так, например, дебит скважины № 110 прогнозировался при $L_{\text{геэфф}}$, равной 856 м, а по факту она составила 456 м;

- фактическая обводнённость добываемой продукции (32,3 %) по новым скважинам неокомского надъяруса превысила проектную (5,5 %).

Основной вклад в рост обводнённости внесла неокомская скважина № 113, в продукции которой с самого начала эксплуатации отмечено ~ 50 % воды. Объяснением этому могут служить результаты трассерных исследований, которые свидетельствуют о более тесной гидродинамической связи между нефтенасыщенной и водоносной областями. Кроме того, данные ГИС, керны и шлама свидетельствуют об отсутствии в интервале залегания подошвенной части неокома и кровли волжских отложений покрышек с надёжными экранирующими свойствами. Поэтому можно ожидать, что и в пределах каждой из залежей непроницаемые прослои могут также характеризоваться слабыми экранирующими свойствами и иметь зоны повышенной проводимости, связанные с зонами разуплотнения пород или наличия трещинной составляющей.

- продолжился рост газового фактора по волжским скважинам – в среднем до 2097 м³/т, а по скважинам неокомской залежи фактический газовый фактор (290 м³/т) более чем вдвое превысил проектный (104,3 м³/т)

Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2011 году (92 %) обусловлено следующим. Фактический газовый фактор в целом по месторождению достигал 1460 м³/т (при проектном 115,7 м³/т). В связи с этим молярная масса газа по ступеням сепарации технологического комплекса не соответствовала проектным решениям. В целях недопущения снижения уровня добычи нефти в период пуско-наладочных работ (ПНР) недропользователь был вынужден ограничить использование газа 3 и 4 ступеней. По итогам завершения ПНР компрессоров уровень использования попутного газа был увеличен с 40,1 до 99,3 %. В 2012 году фактический отбор нефти и жидкости (792,9 и 965,7 тыс. тонн) ниже проектного (2347,5 и 2932,6 тыс. тонн) на 66 и 67 % соответственно, что обусловлено следующим:

- фактический фонд добывающих скважин (10 шт.) ниже проектного (13 шт.) на 3 скважины, которые планировалась на залежь неокомского надъяруса;

- фактические дебиты по нефти и жидкости составляют 306 и 373 тонн/сут., что почти в 2 раза ниже запланированных, равных соответственно 595 и 744 тонн/сут. Основные причины расхождения фактических и проектных дебитов аналогичны описанным выше.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа, как говорилось выше, свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к покрышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований подтвердили это.

Все эти факторы обусловили необходимость применения современных МУН.

Ограничивающие факторы применения МУН на месторождении имени Ю. Корчагина

Методы увеличения нефтеотдачи включают (но не ограничиваются) следующие технологии нефтеизвлечения:

- попеременную или чередующуюся закачку воды и газа;
- физико-химические МУН (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ, гелей, пен и т.п.);

- закачку газов, отличных от углеводородных (например, углекислого газа, азота, дымовых газов и т.п.);
- микробиологические методы увеличения нефтеотдачи;
- термические методы увеличения нефтеотдачи.

В течение двух последних десятилетий в дополнение к термину МУН стал использоваться ещё один термин, переводимый как методы усовершенствованной нефтеотдачи, объединяющий собой все известные методы и технологии более эффективного нефтеизвлечения. В соответствии с определением Норвежского нефтяного директора:

- термин методы усовершенствованной нефтеотдачи включает в себя все методы, в результате применения которых может быть достигнута более высокая нефтеотдача по сравнению с ожидаемой в определенный момент времени от использования традиционных технологий нефтеизвлечения.

Например, более высокая нефтеотдача может быть достигнута как за счёт сочетания традиционных технологий добычи, более качественного управления и контроля за разработкой залежи и снижения расходов, так и за счёт использования методов увеличения нефтеотдачи.

Обычно используемые методы усовершенствованной нефтеотдачи включают в себя, но не ограничиваются следующими технологиями:

- закачка воды или газа;
- дополнительное разбуривание залежи;
- бурение горизонтальных скважин для добычи нефти из тонких пропластков или же «карманов» пласта с неизвлечённой нефтью;
- бурение скважин большой протяженности для добычи нефти из удалённых частей пласта (эта технология обычно используется при разработке шельфовых месторождений или в условиях, при которых обустройство новой буровой площадки сопряжено с неоправданно большими затратами времени и средств);
- усовершенствование системы сбора и подготовки нефти, воды и газа;
- снижение устьевого давления в добывающих скважинах;
- использование лучшей стратегии заканчивания скважин.

Заканчивание является важным аспектом в процессе строительства скважины. Промысловый опыт свидетельствует, что качество выполнения и успешность работ на всех этапах строительства скважины в значительной степени влияет на её стартовые показатели, что также определяет дальнейшую динамику добычи. Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта. Поэтому большое внимание уделяют обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин.

Как следует из определения МУН, объектами применения методов увеличения нефтеотдачи являются:

- запасы нефти, остающиеся в пласте после применения первичных и вторичных методов добычи;
- так называемые трудноизвлекаемые запасы нефти (тяжёлая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т.д.).

В обоих случаях объектами применения МУН являются запасы нефти, которые могут быть извлечены экономически выгодно. Это означает, что объём нефти, добытой с помощью МУН, зависит от определённых условий, таких как экономические условия, политическая ситуация, уровень технологии и т.п., и не представляет собой неизменную величину, как, например, начальные геологические запасы нефти.

Обширные нефтегазовая и водонефтяная зоны на залежах месторождения имени Ю. Корчагина являются ограничивающими факторами для применения ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону, увеличивающих риски прорывов воды и газа к забоям скважин. Так, например, неприемлемыми являются гидроразрывы пластов, ведущие к возможному образованию вертикальных трещин и преждевременному загазованию или обводнению продукции скважин. Близость ГНК и ВНК, наличие верхних вод и газовых шапок во многом обусловили разработку залежи скважинами с горизонтальным завершением ствола.

Скважины с большим отходом от вертикали вводятся в эксплуатацию по всему миру. На рисунке 4 представлены подобные скважины с точкой отметки по забою (вертикальная глубина и глубина по стволу скважины).

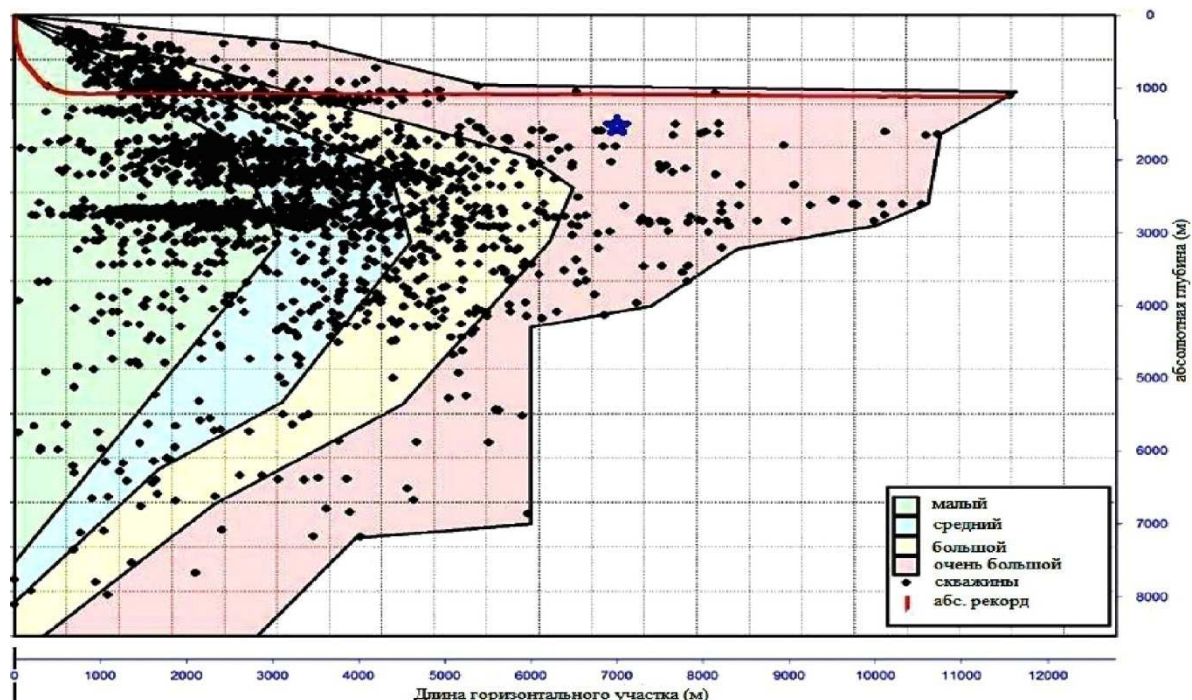


Рисунок 4 – Скважины с большим отходом от вертикали

Звёздочкой отмечены типовые скважины на месторождении имени Ю. Корчагина (глубина по вертикали 1530 метров, общая длина скважины 7000 метров, длина горизонтального открытого ствола более 5000 метров).

Существенной проблемой при разработке месторождения имени Ю. Корчагина стали прорывы газа из газовой шапки. Характерное поведение газового фактора и обводнённости для одной из скважин месторождения имени Ю. Корчагина представлено на рисунке 5.

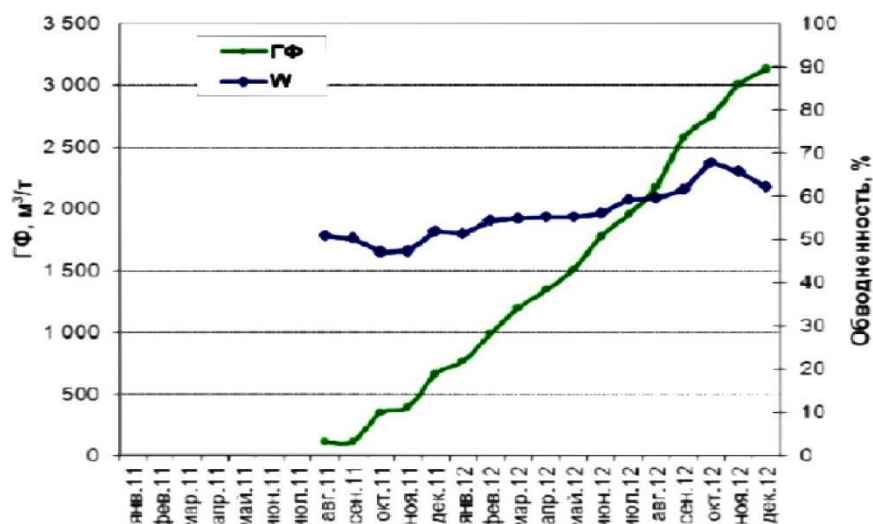


Рисунок 5 – Характерное поведение ГФ для скважины № 113

Причинами преждевременного прорыва газа на скважинах месторождения имени Ю. Корчагина стали:

- неравномерное распределение профиля депрессии;
- существенная неоднородность по проницаемости вдоль ствола скважины.

Скважины месторождения имени Ю. Корчагина работают на небольших депрессиях (1–3 атмосферы). Как видно из данного рисунка, потери на трении для длинных горизонтальных скважин могут составить от 30 до 50 %.

На рисунке 6 представлено распределение депрессии по стволу длинной горизонтальной скважины.

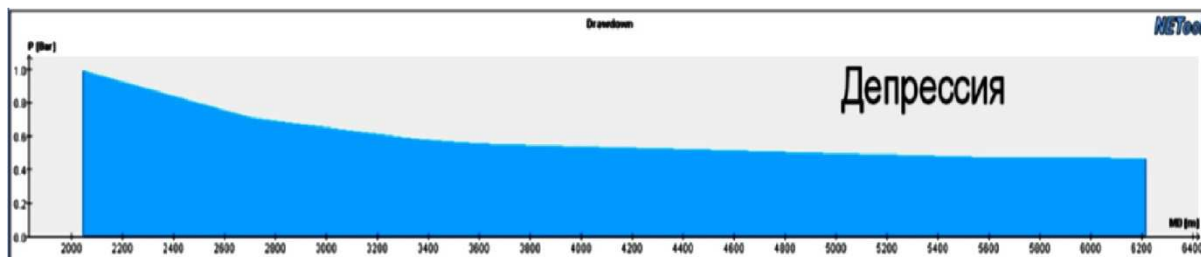


Рисунок 6 – Распределение депрессии вдоль ствола скважины

Соответственно при таком распределении депрессии существенный риск прорыва газа по пяточной области.

На рисунке 7 представлено распределение проницаемости по стволу длинной горизонтальной скважины. Как видно из данного рисунка, можно предположить больший риск прорыва газа по высокопроницаемым интервалам.

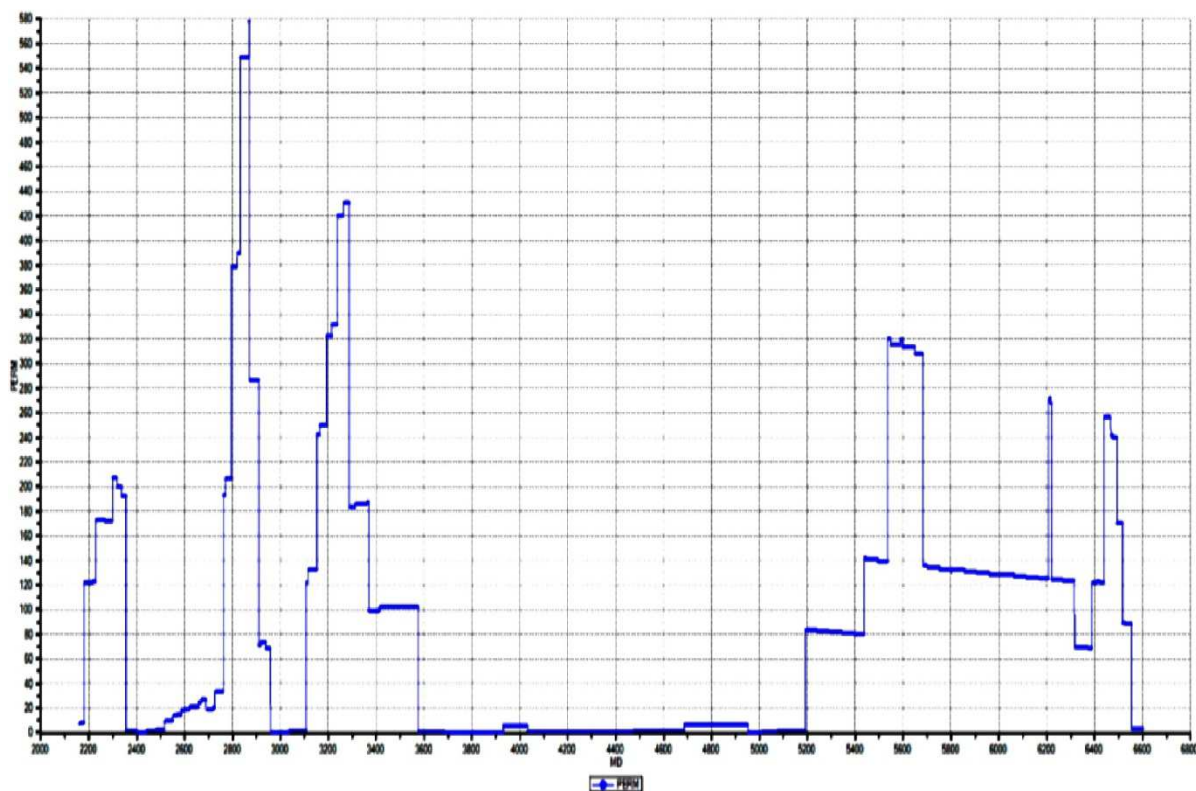


Рисунок 7 – Профиль проницаемости

Отличительными особенностями разработки неоконской залежи месторождения имени Ю.Корчагина является то, что вскрытие продуктивных отложений с различными характеристиками коллектора производится горизонтальными стволами большой протяженности и, в связи с наличием газовой шапки и подстилающих вод, возникает необходимость применения устройств контроля притока, предназначенных для регулирования отборов из зон с различными коллекторскими свойствами, с целью предотвращения прорывов газа и воды.

Отложить прорывы газа возможно с помощью устройств контроля притока.

Системы контроля притока

Пассивные устройства контроля притока

Пассивные устройства контроля притока (УКП), которые также ещё называют пассивными регуляторами притока (РП) из-за их пассивной природы контроля, предназначены для выравнивания притока в скважину. Они устанавливаются на хвостовике.

Данные системы создают дополнительные фильтрационные сопротивления течению потока флюидов из призабойной зоны в ствол скважины, тем самым изменяя значение рабочей депрессии на пласт. В состав таких устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления.

Типичная схема пассивных устройств контроля притока УКП показана на рисунке 8. Сначала добываемая жидкость проходит через экран или песчаный фильтр, затем попадает в специальный отсек, проходит через ограничивающие приток устройства, и после этого уже поступает в основную колонну.

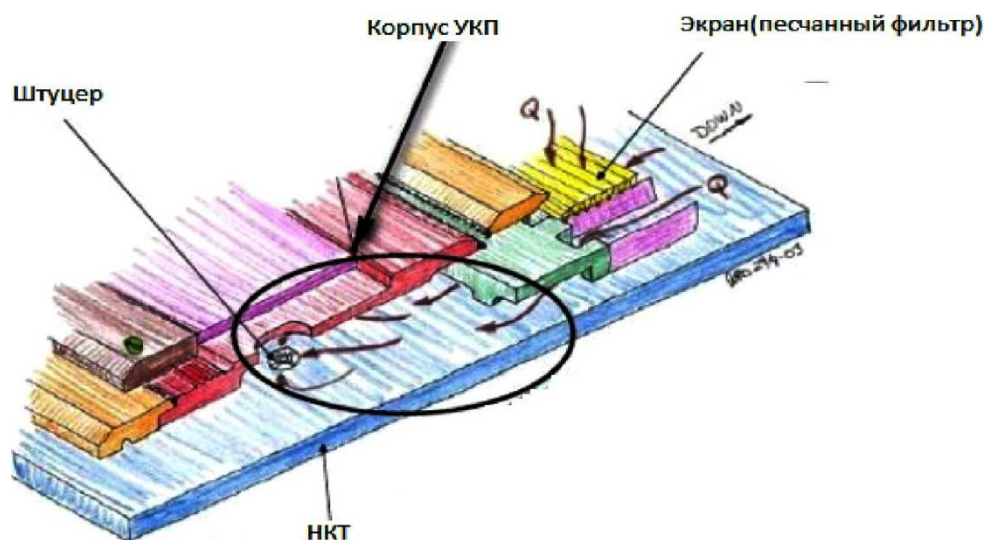


Рисунок 8 – Общая схема пассивного УКП

Существует шесть основных типов ограничителя, которые в настоящее время применяются в нефтяной индустрии: лабиринтный, спиральный, пазовый, трубчатый, штуцерный, ограничитель в виде отверстий.

Штуцерное устройство создает определенный перепад давления пропорционально плотности жидкости и линейной скорости. На основании условий конкретного пласта штуцеры предварительно регулируются, исходя из предполагаемых характеристик пласта, свойств флюида и величин расхода.

Пассивные устройства контроля притока, безусловно, обладают рядом преимуществ перед обычной компоновкой. Однако у таких устройств есть ряд недостатков. Во-первых, они ограничивают приток в скважину, тем самым уменьшая начальные дебиты. Поэтому широкое применение пассивные УКП нашли, в основном, в высокопроницаемых залежах. Во-вторых, значительным критерием успешности применения УКП является правильное представление о фильтрационно-емкостных параметрах пласта как в призабойной зоне, так и в межскважинном пространстве. Однако такие данные, как правило, не доступны на начальной стадии разработки, существуют высокие риски и большая неопределённость.

Эффективность пассивных устройств контроля существенно падает после прорыва воды или газа, поскольку подвижность воды (а тем более газа) значительно выше, чем у нефти, и перепад давления на самом устройстве уменьшается. После прорыва вода или газ продолжают поступать в скважину, тем самым ограничивая приток нефти из других секций скважины.

Активные «интеллектуальные» устройства контроля притока

«Интеллектуально» законченная скважина – это скважина, конструктивно объединяющая ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче и пласте

в режиме реального времени, и дающих возможность управлять притоком на отдельных интервалах перфорации в целях оптимизации добычи, без проведения внутри-скважинных работ.

Эти функции реализуются посредством дистанционно управляемых клапанов и систем измерения на забое, устанавливаемых в скважине.

Цели установки интеллектуальных систем контроля притока:

- 1) увеличение накопленной добычи нефти на одну скважину;
- 2) снижение себестоимости добычи нефти;
- 3) оптимизация всех последующих работ и исследований в скважине;
- 4) снижение риска прорыва водяных или газовых конусов;
- 5) контроль и выравнивание профиля притока;
- 6) контроль за прорывами газа или воды;
- 7) стабилизация дебита по нефти;
- 8) ускорение процесса принятия решений.

Возможность переключения скважинных клапанов в заданный момент вместе со сбором данных скважинных датчиков остаются доступными на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Конкретная схема расположения датчиков может быть адаптирована для поддержки различных типов исследований эксплуатационных скважин, а также проведения исследований на установившихся режимах притока и регистрации КВД. Таким образом, интерпретация данных в режиме реального времени становится частью непрерывного цикла наблюдения за «интеллектуальной» скважиной.

Пример скважины с интеллектуальным заканчиванием представлен на рисунке 9.

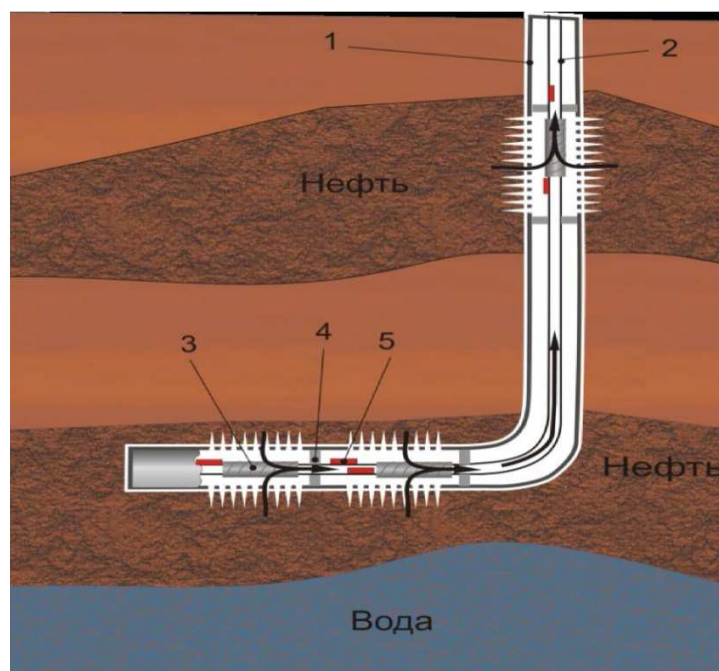


Рисунок 9 – Схема скважины с интеллектуальным заканчиванием:

- 1 – эксплуатационная обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – устройства контроля притока в НКТ;
4 – изоляционные пакеры; 5 – датчики температуры и давления

Основными элементами интеллектуального заканчивания скважины являются:

- 1) НКТ;
- 2) пакеры в затрубном пространстве для изоляции интервалов перфорации друг от друга;
- 3) устройства контроля притока (inflow control valve или ICV), регулирующие приток флюидов с интервалов перфораций в НКТ;
- 4) системы измерения на забое (чаще всего это датчики давления и температуры, установленные на каждом интервале перфорации снаружи и внутри НКТ).

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада дав-

ления в стволе скважины. Потери давления за счёт трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем «интеллектуального» заканчивания позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока.

Основа технологии интеллектуального заканчивания – управляемые с поверхности активные клапаны контроля притока, спускаемые на НКТ, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления.

Все клапаны контроля притока можно разделить по двум критериям: гибкости и способу контроля.

По гибкости контроля можно выделить три основных типа КПК:

- 1) двухпозиционные (только два положения «открыт / закрыт»;
- 2) многопозиционные;
- 3) клапаны непрерывного контроля.

Для управления клапанами контроля притока с поверхности необходима контрольная линия. Существует несколько типов: гидравлическая; электрическая; смешанная; гидравлико-электрическая без контрольной линии.

Наиболее распространённым является применение гидравлических контрольных линий управления, которыми на сегодняшний день оборудовано 85 % из приблизительно 900 существующих скважин с «интеллектуальным» заканчиванием. Причиной столь широкого использования гидравлических контрольных линий является относительная дешевизна. Однако такие способы контроля накладывают ограничение на число клапанов. На сегодняшний день максимум 8 клапанов могут быть использованы в одной скважине.

На месторождении имени Ю. Корчагина в 2014 году была закончена первая скважина, в которой реализована система интеллектуального контроля притока из горизонтального ствола, разделённого на 4 интервала с помощью разбухающих пакеров в сочетании с гидравлическими клапанами контроля притока (ККП). Каждый из ККП оборудован датчиками давления и температуры, которые снимают показатели, как в стволе, так и в затрубном пространстве. Горизонтальный участок ствола скважины разделён на четыре зоны (А, В, С, D), считая от носка горизонтального ствола (рис. 10). Приток из всех 4 зон через клапаны контроля притока собирается во внутреннюю трубу (НКТ), по которой подаётся на устье скважины.

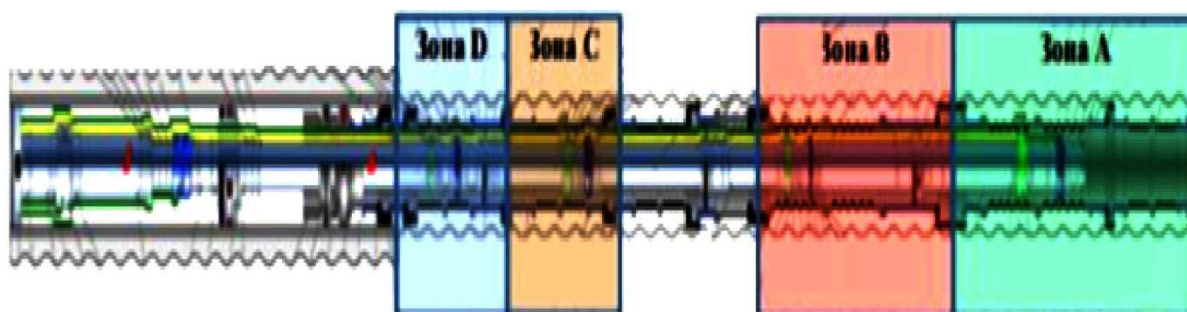


Рисунок 10 – Схема оборудования скважины №113

Оборудование системы «интеллектуального» контроля притока спущено в скважину внутри щелевого хвостовика, за колонное пространство за которым перегораживается разбухающими пакерами. Притоки из каждой зоны проходят через четыре затрубных ККП, которые разделены тремя пакерами внутри затрубного пространства (между колонной НКТ и щелевым хвостовиком). Четыре двойных датчика (в трубе и затрубе) измеряют как давление, так и температуру. Горизонтальная секция скважины разделена пакерами на 4 зоны.

«Интеллектуальный» контроль притока скважины № 113 представляет собой разобщение зон с помощью разбухающих пакеров в сочетании с гидравлическими клапанами контроля притока и двумя глубинными датчиками давления на каждом ККП. Этот тип «интеллектуального» контроля притока позволяет независимо открывать и закрывать каждую зону с помощью различных штуцеров (8 позиций), в то время как датчики контролируют перепад давления на каждом из клапанов.

Данные с датчиков показывают давление и температуру в НКТ и затрубном пространстве для каждой из четырёх зон. Поскольку все ККП являются затрубными клапанами с калиброванными позициями штуцеров, любая заметная разница между давлением в затрубном пространстве и в НКТ должна давать оценку соответствующего зонального притока.

Оборудование интеллектуального заканчивания (пакера, клапана, системы мониторинга) спускается в скважину на колонне НКТ, а все гидравлические линии и электрические кабели присоединяются к НКТ хомутами для защиты во время спускоподъёмных операций. И эксплуатация также ведётся через данную колонну НКТ. Следовательно, появляется одно из важных ограничений по возможности использования интеллектуальных систем заканчивания – данную систему возможно установить при фонтанной или газлифтной эксплуатации скважин. При эксплуатации скважин УЭЦН не будет возможности разделить оборудование на нижнее и верхнее заканчивание.

Данная скважина была лучшей скважиной на месторождении по показателям добычи нефти на 2014 год. Но на этом развитие технологии не остановилось. ПАО «Лукойл» предполагает применять данную технологию при разработке соседних шельфовых месторождений Каспийского моря.

Активные «интеллектуальные» устройства контроля притока (заканчивания) обеспечивают:

- 1) распределение дебита жидкости отдельно по зонам ствола скважины;
- 2) регулирование коэффициентов продуктивности и среднего пластового давления по каждой из зон горизонтального ствола.

Применение описанных рабочих процессов минимизирует необходимость проведения промыслово-гидродинамических исследований и остановок скважины для продолжительных исследований каждой зоны пласта с поверхности, тем самым сокращая эксплуатационные затраты и предотвращая отсроченную добычу нефти.

Из всего вышесказанного можно сделать выводы, что интеллектуальные системы контроля притока:

- 1) позволяют увеличить коэффициент извлечения нефти за счёт увеличения коэффициента охвата;
- 2) минимизировать объёмы попутно добываемых газа или воды;
- 3) перераспределить депрессию по стволу скважины и выровнять профиль притока;
- 4) оптимизировать работу скважины на протяжении всего срока её эксплуатации с достижением максимальных объёмов добычи нефти;
- 5) продлить время работы скважины.

Перспективы развития месторождения имени Ю. Корчагина

Разработка месторождения имени Ю. Корчагина – это уникальный пилотный проект для Российской Федерации. По данным генерального директора «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» Николая Ляшко, компания комплексно изучила российскую часть Каспийского моря. Была пробурена 21 скважина общей длиной в 52 тыс. м. В результате были выявлены и подготовлены к глубокому бурению 14 перспективных структур с запасами в 810 млн тонн условного топлива. В российской части Каспия было открыто 8 пластовых месторождений углеводородов с суммарными запасами категории $C_1 + C_2$ в 1,6 млрд тонн.

Месторождение имени Ю. Корчагина является первооткрывателем на российском шельфе Каспия. В ходе разработки появились непредвиденные проблемы, такие как преждевременный прорыв воды, опережающий прорыв газа, не совсем подходя-

щий тип заканчивания скважин, невыполнение плановых показателей. Успешное применение интеллектуальных устройств контроля притока дало толчок к использованию и усовершенствованию подобных технологий, которые в перспективе позволят обеспечить не только плановые уровни добычи нефти, но и значительно повысить эффективность управления скважинами и, тем самым, положительно повлиять на процесс разработки шельфовых месторождений.

Месторождение имени Ю. Корчагина введено в эксплуатацию одним из первых в северной части Каспийского моря, в 2010 году. В дальнейшем по оценке компании на протяжении 15–20 лет уровень добычи здесь будет составлять в среднем около 1,1 млрд м³ газа и 2,2 млн тонн нефти в год. Предполагаемая добыча нефти за 30 лет составит 28,8 млн тонн.

Литература:

1. Групповой рабочий проект № 574 на строительство эксплуатационных скважин на месторождении имени Ю. Корчагина (ЛСП-1) : Договор № 08V1150-87/08 ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2008. – 453 с.
2. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине Ракушечная и оперативный подсчёт запасов по структуре : Отчёт по договору 05V1269-159-05 / рук. И.В. Воронцова. – ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИ-морнефть», 2005. – 456 с.
3. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине № 4 Ракушечная и оперативный подсчёт запасов нефти и газа на месторождении имени Ю. Корчагина : Отчёт по договору 06V095-93-06 / рук. И.Б. Федотов. – ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2006. – 120 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. 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.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. 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.
11. 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.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Гусейнов Ч.С., Иванец В.К., Иванец Д.В. Обустройство морских нефтегазовых месторождений. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 608 с.
14. Золотухин А.Б., Гудместад О.Т., Ермаков А.И. Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2000. – 770 с.
15. 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.
16. Кустышев А.В. Особенности эксплуатации шельфовых месторождений : курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 118 с.
17. Мищевич В.И., Логунцов Б.М., Уманчик Н.П. Разведка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1978. – 206 с.
18. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

19. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
20. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
21. Харин А.Ю., Харина С.Б. Скважинная добыча углеводородов морских и шельфовых месторождений : учебное пособие. – Уфа : Издательство УГНТУ, 2004. – 140 с.
22. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // 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. 51–53.
23. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.
24. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // 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. 111–113.
25. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // 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. 78–80.
26. Котельников А.С., Савенок О.В. Экологические риски при морской добыче нефти и газа / Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 60–63.
27. Котельников А.С. Особенности морской добычи нефти // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 165–181.
28. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // 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. 239–242.
29. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // 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. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

References:

1. Group working draft № 574 on construction of operational wells on the field of name Yu. Korchagina (LSP-1) : Contract № 08V1150-87/08 of LLC Lukoil-Volga-Gradnipimorneft, 2008. – 453 p.
2. The analysis and generalization of geologic-geophysical materials, results of a research of a core, slime, formation fluids on the Shelly well and expeditious calculation of stocks on structure : Report on contract 05V1269-159-05/hands. I.V. Vorontsova. – LLC Lukoil-Volga-Gradnipimorneft, 2005. – 456 p.
3. The analysis and generalization of geologic-geophysical materials, results of a research of a core, slime, formation fluids on the Shelly well № 4 and expeditious calculation of reserves of oil and gas on the field of name Yu. Korchagina : Report on contract 06V095-93-06/hands. I.B. Fedotov. – LLC LUKOIL-VolgogradNIPImorneft, 2006. – 120 p.
4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Offshore oil and gas facilities. Equipment and technology of development and operation of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2006. – 412 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
13. Guseynov Ch.S., Ivanets V.K., Ivanets D.V. Arrangement of sea oil and gas fields. – M. : Oil and Gas publishing house of RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2003. – 608 p.
14. Zolotukhin A.B., Gudmestad O.T., Ermakov A.I. Bases of development of offshore and oil and gas fields and construction of offshore facilities in the Arctic. – M. : Oil and Gas publishing house of RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2000. – 770 p.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
16. Kustyshev A.V. Features of operation of offshore fields: course of lectures. – Tyumen : TSOGU, 2005. – 118 p.
17. Mishchevich V.I., Loguntsov B.M., Umanchik N.P. Investigation and operation of sea oil and gas fields. – M. : Nedra publishing house, 1978. – 206 p.
18. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
19. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Hvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
20. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.
21. Kharin A.Yu., Kharina S.B. Borehole extraction of hydrocarbons of sea and offshore fields : manual. – Ufa : UGNTU publishing house, 2004. – 140 p.
22. Askerova R.I. About wave impact on offshore hydraulic engineering constructions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 51–53.
23. Vostrikova M.A., Kashin Ya.M., Shkoda V.V. O pollution of the air basin toxic components of the fulfilled gases of sea vessels // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 102–104.
24. Ilyinsky D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. An integrated approach to carrying out seismic exploration on the shelf of the sea through the autonomous self-emerging ground stations // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 111–113.
25. Kirpichev V.E. Continental shelf: development of sea fields of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 78–80.
26. Kotelnikov A.S., Savenok O.V. Environmental risks at sea oil and gas production / Collection of the best scientific works of the young scientists of the Kuban state technological university who are marked out by awards at competitions; shef edition S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOOU VO of «KubGTU», 2018. – P. 60–63.

27. Kotelnikov A.S. Features of sea oil production // Science. Engineering. Technology (poly-technical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 165–181.

28. Rodionov V.P. Problems of fouling of the offshore drilling rigs operated on the continental shelf // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.

29. Rudenko M.F., Marinyuk B.T. Use of cryogenic technologies for prevention of risk of ecological pollution on the rivers and the seas // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 265–269.

УДК 622.245.724

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН
НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ
КРАВЦОВСКОГО МОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF WELL DESIGNS
BASED ON THE GEOLOGICAL FIELD AND TECHNOLOGICAL
FEATURES OF THE DEVELOPMENT
OF THE KRAVTSOVSKOYE OFFSHORE OIL FIELD**

Котельников Александр Сергеевич

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
9183315000@mail.ru

Аннотация. В статье приведена геолого-физическая характеристика морского нефтяного месторождения Кравцовское и показаны геолого-промысловые и технологические особенности его разработки. Сделано обоснование выбора конструкций скважин. Показано, что для повышения качества цементирования обсадных колонн необходимо использовать современные решения, обеспечивающие эффективное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором. В числе основных следует отметить снижение реологии бурового раствора до минимальных значений. Данная рекомендация касается пластической вязкости, предельного динамического и особенно статического напряжения сдвига. Ограничивающим фактором является только предупреждение осаждения твердой фазы при остановках циркуляции.

Ключевые слова: геолого-промысловые и технологические особенности разработки; анализ результатов опробования и испытания скважин; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование способов воздействия на пласт и призабойную зону; анализ текущего состояния разработки; технология и техника добычи нефти и газа; обоснование выбора конструкций скважин.

Kotel'nikov Alexander Sergeevich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
9183315000@mail.ru

Annotation. The article presents the geological and physical characteristics of the offshore oil field Kravtsovskoye and shows the geological and technological features of its development. The rationale for the choice of well designs was made. It is shown that to improve the quality of casing cementing, it is necessary to use modern solutions that ensure effective replacement of the washing fluid with cement slurry. Among the main ones, the reduction of mud rheology to the minimum values should be noted. This recommendation relates to plastic viscosity, extreme dynamic and especially static shear stress. The limiting factor is only the prevention of sedimentation of the solid phase when circulation stops.

Keywords: geological and technological features of the development; analysis of the results of testing and testing wells; justification for the allocation of operational facilities; justification of methods of influence on the reservoir and the bottomhole zone; analysis of the current state of development; technology and technology of oil and gas; justification for the selection of well designs.

Общие сведения о месторождении

Кравцовское месторождение Д-6 расположено в акватории Балтийского моря в пределах Куршского участка шельфа России (рис. 1). Расстояние до ближайшего берега составляет 23 км, до города Зеленоградска – 44 км.

Открыто в 1983 году поисковой скважиной Д6-1. Скважина была пробурена до глубины 2393,0 м, вскрыла породы от кристаллического фундамента до четвертичных и установила промышленную нефтеносность в среднекембрийских отложениях.

Глубина моря на данном участке изменяется от 24,5 м до 37,5 м. Поверхность дна моря погружается в северном направлении. В южной части глубина достигает в среднем 28 м, в центральной части 30 м, на севере 34 м.

Обрамляющая суша имеет высокоразвитые промышленную и транспортную инфраструктуры. Все города и многочисленные населённые пункты связаны между собой сетью железных, шоссейных и грунтовых дорог.

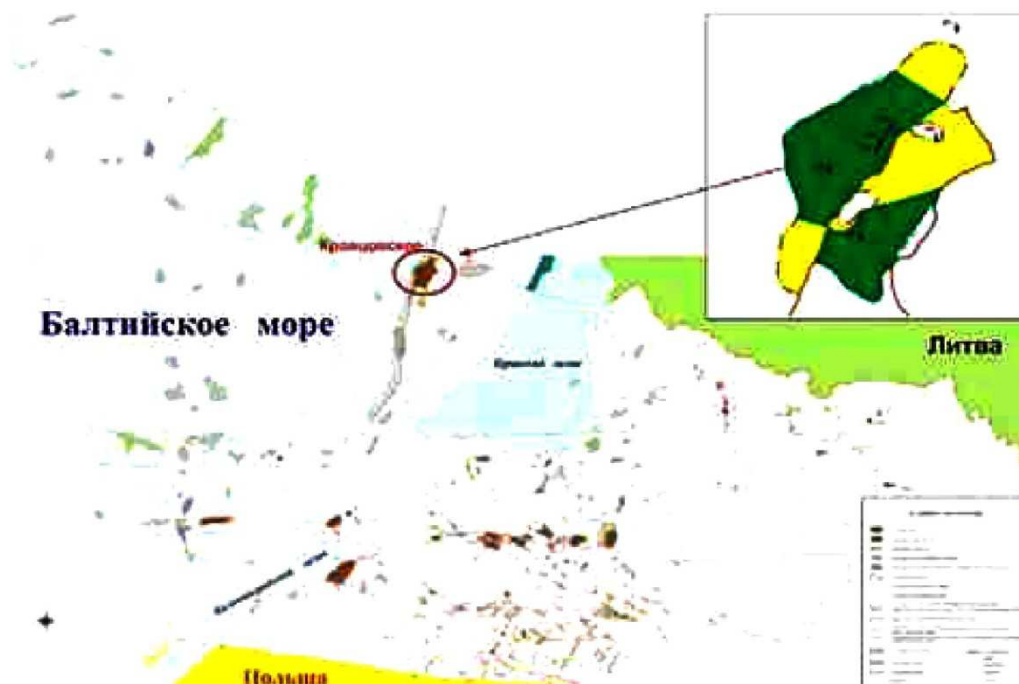


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Геолого-физическая характеристика месторождения

Геологическое строение месторождения и залежи

Геологическое строение Кравцовского месторождения и подсчётные параметры нефтяной залежи дейменаского надгоризонта изучены на основе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, бурения и опробования семи скважин (№№ Д6-1, Д6-2, Д6-3, Д6-4, Д6-5, 8-Кр и 10-Кр), ГИС.

Стратиграфический разрез месторождения полностью совпадает с разрезом прилегающей территории суши и включает фундамент представленного архейской группой и осадочный комплекс палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп (рис. 2). Общая толщина осадочного чехла на месторождении до 2339,4 м (скважина № Д6-2).

Архейские отложения (Ar) являются самыми древними отложениями разреза Кравцовского месторождения и вскрыты бурением в скважинах №№ Д6-1 и Д6-2 на глубинах 2356 м и 2404 м соответственно.

Палеозойская группа представлена отложениями кембрия, ордовика, силура, девона и перми.

Кембрийские отложения включают нижний и средний отделы. Нижнекембрийские отложения сложены песчаниками, алевролитами. Толщина отдела 74–83 м. К среднекембрийским отложениям относится толща песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина отложений до 119 м. Нефтеносный (дейменаский) надгоризонт приурочен к верхней части среднекембрийских отложений. Толщина 69,9–74,4 м.

Отложения ордовикской системы разделены на нижний, средний и верхний отделы. Ордовикские отложения (покрышка), перекрывающие породы-коллектора дейменаского надгоризонта, представлены преимущественно переслаиванием мергелей и глинистых известняков, реже аргиллитов (в верхней части разреза). Мергели и известняки, слагающие ордовикскую покрышку, в основной своей массе состоят из очень мелких зёрен (менее 0,01 мм) кальцита и глинистого тонко дисперсного вещества, в известняках отмечается примесь карбонатного детрита. Толщина их достигает 71–76 м.

В целом ордовикские отложения, вместе с залегающей выше мощной толщей аргиллитов силурийской системы, являются благоприятными флюидопорами и служат надёжной покрышкой залежи в среднекембрийских породах-коллекторах.

Силурийские отложения включают нижний и верхний отделы. Нижний силур в основании представлен маломощными карбонатными отложениями, но большую часть разреза слагают аргиллиты с прослойками мергелей. Толщина 148–155 м. Верхний силур представлен аргиллитами и мергелями с прослойками известняков. Толщина 744–849 м.

Мезозойская группа представлена отложениями триаса, юры и мела.

Отложения триаса включают только нижний отдел и представлены пестроцветной толщей карбонатных глин с редкими прослоями мелкозернистых кварцевых песчаников, алевролитов, известняков. Толщина 262,0–282,5 м.

Отложения юрской системы представлены верхним отделом и сложены известняками с прослоями глин, песчаниками и мергелями. Толщина 74–104,5 м.

Меловые отложения сложены песчаниками, алевролитами, прослоями глин и известняками. Толщина 73,7–96,0 м.

Кайнозойская группа представлена четвертичными отложениями и сложена разнозернистыми песками, гравием, илами. Толщина 17,8–27,0 м.

Кравцовская структура расположена в пределах Куршского тектонического блока, приуроченного к экваториальной части Балтийской синеклизы. Здесь в отложениях ордовикско-кембрийской толщи выделяется ряд валообразных поднятий. К центральной части (поднятие Д-6) одного из них – Западно-Ниденскому валу – приурочено Кравцовское месторождение, являющееся самым крупным по размерам и запасам среди открытых на море и обрамляющей суши.

Залежь нефти выявлена в дейменаском надгоризонте среднего кембрия. В отложениях этого надгоризонта на прилегающей суше (Россия, Литва) открыто свыше 20-ти месторождений нефти.

Современный структурный план поднятия Д6 в 1998 году уточнён сейсморазведочными работами МОГТ-ЗД. Согласно им, по кровле продуктивного пласта Д6 представляет собой сложнопостроенную антиклинальную складку, осложненную сводовыми поднятиями и системой дизъюнктивных нарушений.

Субмеридианальный сброс амплитудой до 30 м, проходящий через центральную часть складки Д6 делит её на два крупных блока: А (западный) и Б (восточный).

В блоке А выявлено наиболее крупное на структуре Д6 брахиантиклинальное поднятие с осью ориентированной параллельно сбросу с северо-запада на юго-восток.

В блоке Б прослеживается примыкающий к южной части центрального сброса прогиб, имеющий форму грабена и разделяющий наиболее высоко приподнятые части структуры в блоках А и Б. В западной части грабена амплитуда сброса достигает 25 м, в восточной 20 м.

В платообразной части поднятия Д6 (блок Б) диагональные и поперечные разрывные нарушения формируют его мелкоблоковое строение с морфологически разными структурными элементами: прогнутую часть (скважина № Д6-5) и приподнятую часть в смежном микроблоке в виде приразломного куполовидного поднятия (скважина № Д6-3).

В блоке А пробурены скважины №№ Д6-1, Д6-2, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр, в блоке Б – скважины №№ Д6-3 и Д6-5.

Положение водонефтяного контакта (ВНК) принято на абсолютной отметке – 2177 м по данным опробования скважин и интерпретации материалов ГИС. Пять скважин (№№ Д6-1, Д6-3, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр) оказались в контуре залежи, остальные две (№№ Д6-2 и Д6-5) в законтурной области. Все внутриконтурные скважины, кроме скважины № 8-Кр, вскрыли ВНК.

Залежь нефти массивная, приуроченная к ловушке структурного типа, осложнённой тектоническими нарушениями. Размеры залежи в пределах ВНК составляют 9,2х4,6 км, этаж нефтеносности равен 41 м.

Абсолютная отметка глубины залегания пласта в своде – 2132,2 м. Коэффициент заполнения ловушки 0,89 достаточно высокий для залежи данного региона.

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта нефтяной залежи дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения показана на рисунке 3.

Выделение коллекторов осуществлялось по комплексу ГИС фиксацией «прямых признаков» проникновения фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) в пласты либо посредством количественного критерия АГК, установленного путём статистической обработки массивов данных, полученных на основе «прямых признаков».

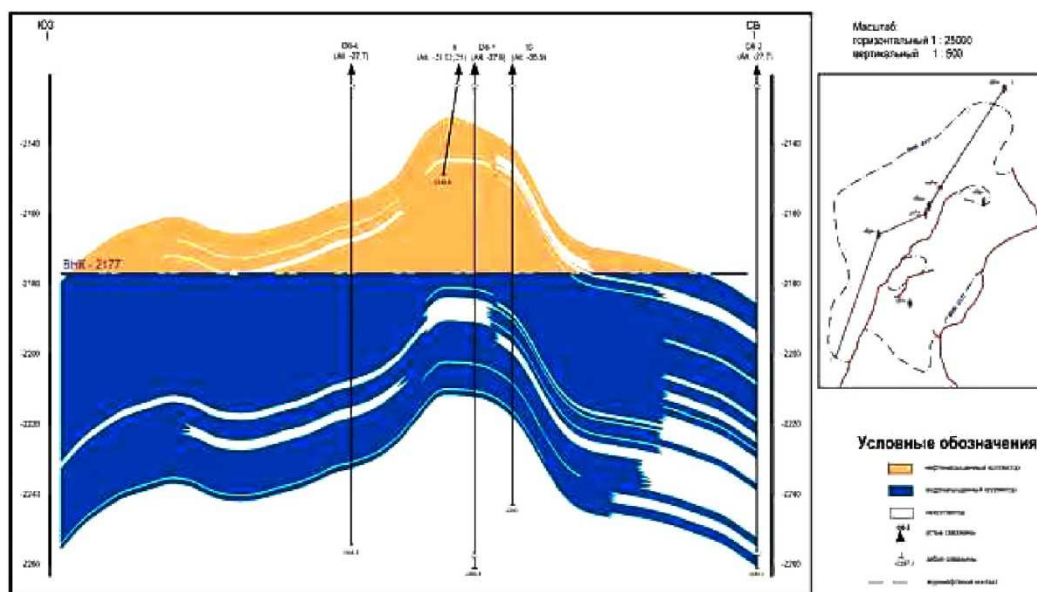


Рисунок 3 – Геологический разрез продуктивных отложений дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

Запасы нефти и газа

Запасы нефти продуктивного пласта нефтяной залежи дейменаского надгоризонта по западному и восточному блокам Кравцовского месторождения утверждены ГКЗ и поставлены на Государственный баланс.

К категории C_1 отнесены запасы в районе скважин, давших промышленные притоки нефти при опробовании в колонне скважин №№ Д6-1, Д6-3, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр.

К категории C_2 отнесены запасы неразведанных, периферийных участков залежи, примыкающие к участкам с запасами категории C_1 .

Запасы категории C_2 оказались на участках залежи, где нефтенасыщенные толщины менее 7 м.

По площади залежь условно разделена на два подсчётных участка: западный или блок А (скважины №№ Д6-1, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр) и восточный или блок Б (скважина № Д6-3).

Утверждённые подсчётные параметры, запасы нефти и растворённого газа обоснованы и рассчитаны отдельно для каждого блока и участка с категориями запасов C_1 и C_2 и в целом по месторождению.

Запасы нефти Кравцовского месторождения, числящиеся на балансе Росгеолфонда, составляют:

по категории C_1 :

- геологические – 16473 тыс. тонн;
- извлекаемые – 7416 тыс. тонн;

по категории C_2 :

- балансовые – 5074 тыс. тонн;
- извлекаемые – 1636 тыс. тонн.

По западному блоку геологические запасы 15698 тыс. тонн, по восточному – 5849 тыс. тонн.

Утверждённые коэффициенты нефтеизвлечения по категориям запасов C_1 и C_2 составляют соответственно 0,450 и 0,322; в среднем по категориям $C_1 + C_2$ – 0,420.

Геолого-промысловые и технологические особенности разработки Кравцовского месторождения

Краткий анализ результатов опробования и испытания скважин

По состоянию на 01.01.2018 г. на Кравцовском месторождении в дейменаском надгоризонте среднекембрийских отложений были проведены исследования в вертикальных и горизонтальной скважинах следующих интервалов:

- в скважине № Д6-1 – водонасыщенный интервал 2218,0–2229,0 м; нефтеводонасыщенный 2202,0–2213,0 м; нефтенасыщенные 2176,0–2198,0 м и 2202,0–2206,0 м;
- в скважине № Д6-2 – интервал водонасыщенный со следами нефти 2212,4–2216,9 м;
- в скважине № Д6-3 – водонасыщенные интервалы 2222,0–2232,0 м и 2206,0–2208,0 м; нефтенасыщенный 2186,0–2200,0 м;
- в скважине № Д6-4 – водонасыщенный интервал 2218,0–2228,0 м; нефтенасыщенные 2203,5–2204,5 м и 2184,0–2198,0 м;
- в скважине № Д6-5 – водонасыщенный 2203,5–2207,0 м и 2237,0–2245,0 м;
- в скважине 8-Кр – нефтенасыщенный 2364,4–2575,0 м;
- в скважине № 10-Кр – нефтенасыщенный 2180,0–2201,5 м.

Анализ результатов исследований первых пяти скважин, а также последующие испытания двух новых скважин (№№ 8-Кр и 10-Кр) в 2018 году позволили дополнить уже имеющуюся информацию о коллекторских и фильтрационных параметрах нефтенасыщенной части залежи.

Исследование вертикальной скважины № 10-Кр осуществлялось в открытом стволе. При отработке скважины на дневную поверхность выносилась вода, которая по составу является пластовой с содержанием остатков раствора формиата натрия и морской воды (до 15–20 %).

Особенностью скважины № 8-Кр является наличие открытого горизонтального ствола в пласте, длиной 201 м. Запуск скважин в работу производился с помощью УЭЦН. С началом фонтанирования скважины отрабатывались на штуцерах с различными диаметрами от 5,0 до 11,1 мм. Продолжительность отработок и регистрации КВД в этих исследованиях была увеличена по сравнению с ранее проведенными в скважинах №№ Д6-1–Д6-5 (менее 15 часов) и достигала 24 часов.

Гидродинамические исследования методами установившихся отборов и восстановления давления проведены с помощью глубинного и палубного оборудования сервисной компании «Schlumberger».

Испытания сопровождались регистрацией процесса изменения забойного давления глубинными датчиками Phoenix MTD. Проведенные исследования оценены как технически успешные. Снижение информативности испытания по скважине 10-Кр связано с отсутствием на момент проведения работ специального оборудования для замера дебитов.

Фильтрационно-емкостные и коллекторские характеристики объекта по скважине № 8-Кр оценивались по кривой восстановления забойного давления методами диагностическим и производных давления, суперпозиции, детерминированных моментов текущей депрессии. Промышленная значимость интервала исследования определялась по индикаторным диаграммам (ИД) и по КВД методом идентификации.

Индикаторные диаграммы по нефтенасыщенной части залежи, дополненные результатами исследования скважины № 8-Кр, до депрессии 7,1 МПа хорошо описываются прямолинейной зависимостью, что указывает на проявление в прискважинных зонах пласта линейного закона Дарси.

Максимальное значение дебита нефти получено в скважине № 8-Кр на устьевом штуцере диаметром 11,0 мм и составляет 580,8 м³/сут. при депрессии на пласт 1,34 МПа или 5,7 % от величины пластового давления.

Фильтрационный поток в радиусе дренирования скважины характеризуется сменой различных режимов. Ранний участок отражает плоскорадиальную фильтрацию флюида вокруг дренируемой части пласта горизонтальным.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Из результатов изучения геологического строения следует, что вся залежь нефти дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения находится в единой гидродинамической системе пласта. По объёму залежи не отмечено существенных различий свойств нефти, воды и вещественного состава пород коллектора. По всей площади залежь подпирается подошвенной водой, характеризуется одинаковыми условиями разработки, следовательно, может рассматриваться, как один эксплуатационный объект.

Основные характеристики эксплуатационного объекта приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные геолого-физические характеристики дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания, м	2163
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	25201
Средняя общая толщина, м	67,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	11,2
Пористость, доли ед.	0,12
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,86
Проницаемость нефтенасыщенной зоны (по модели), мкм ²	0,225
Коэффициент песчаности нефтенасыщенной зоны, доли ед.	0,92
Коэффициент расчленённости нефтенасыщенной зоны, доли ед.	3,6
Пластовая температура, °С	63,5
Пластовое давление, МПа	24,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	1,72
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,79
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,826
Абсолютная отметка ВНК, м	-2177
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,08
Содержание в нефти, %	
серы	0,19
парафина	3,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,93
Газосодержание нефти, м ³ /т	24,9
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,66
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,127
Средняя удельная продуктивность скважин, м ³ /(сут·м·МПа)	4,1
Начальные балансовые запасы нефти (утв. ГКЗ РФ), тыс. тонн	21547
в том числе по категориям С ₁ /С ₂	16473/5074
Начальные извлекаемые запасы нефти (утв. ГКЗ РФ), тыс. тонн	9052
в том числе по категориям С ₁ /С ₂	7416/1636
Коэффициент нефтеизвлечения (утв. ГКЗ РФ), доли ед.	0,42
в том числе по категориям С ₁ /С ₂	0,45 / 0,322

Обоснование способов воздействия на пласт и призабойную зону

Тип коллектора и обширная водонефтяная зона являются факторами, ограничивающими применение на Кравцовском месторождении ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону. Так, например, для терригенных продуктивных отложений типа дейменаских песчаников неприменимы различные способы солянокислотного воздействия.

Поскольку на месторождении планируется бурение горизонтальных и разветлённо-горизонтальных скважин это предопределяет особенности применения тех или иных способов воздействия на пласт и призабойную зону.

Возможности использования гидроразрыва пласта или каких-либо других способов создания трещин ограничены, т.к. весьма вероятно образование вертикальных трещин и преждевременное обводнение продукции скважин за счёт подтягивания подошвенной воды.

В целях снижения загрязняющего воздействия буровых растворов на приствольную зону, происходящего при вскрытии продуктивного пласта, рекомендуется использовать полимерные буровые растворы на водной основе. В этом случае водоотдача промывочных жидкостей поддерживается на минимальном уровне, что обеспечивает создание тонкой и плотной защитной фильтрационной корки на стенках скважины. При создании депрессии и добыче продукции происходит удаление корки с поверхности коллектора. Естественная проницаемость продуктивных отложений практически полностью восстанавливается, т.е. проведение специальной процедуры очистки призабойной зоны в данном случае не требуется.

На Кравцовском месторождении планируется вскрытие пласта скважинами с открытым забоем, что должно обеспечить сохранение естественной проницаемости.

Одной из основных проблем при проведении мероприятий по интенсификации притока в горизонтальных стволах скважин является достижение равномерного профиля притока, ограничение и изоляция прорывов воды. Использование регулируемых секционных фильтров (например, КРР. 146.03) позволяет разделить горизонтальный участок на ряд коротких интервалов и последовательно их обрабатывать, а в случае необходимости производить их отключение, что должно обеспечить более равномерную выработку всего интервала притока. Разработана и испытана технология изоляции интервалов притока воды в горизонтальных необсаженных стволах. Техническая сущность разработки заключается в следующем: в водоносный интервал закачивается структурированная гидрофобная вязкая жидкость для создания водоотклоняющей буферной оторочки вокруг ГС; затем в интервале водопритока устанавливается профильный перекрыватель, например, конструкции института «ТатНИПИнефть» ОЛКС-216У, который служит механическим барьером, противостоящим выдавливанию тампонирующего состава обратно в ГС под действием напора пластовых вод.

Анализ текущего состояния разработки

По состоянию на 01.01.2018 г. на залежи пробурены вертикальная скважина № 10-Кр с вертикальным завершением и скважины №№ 8-Кр и 18-Кр с горизонтальным завершением.

Скважина № 10-Кр в эксплуатации с июля 2004 года. На 01.01.2018 г. из скважины отобрано 9,4 тыс. м³ нефти и 4,8 тыс. м³ воды, текущий дебит нефти 125 м³/сут. при обводнённости 35 % об. Коэффициент эксплуатации скважины за этот период 0,68. Наличие воды в продукции связано, вероятнее всего, с негерметичностью цементного моста с пакером, установленного на 17 м выше ВНК. Для ликвидации водопритока целесообразно провести изоляционные работы, например, установку цементного моста выше существующего.

Скважина № 8-Кр эксплуатируется с августа 2004 года. На 01.01.2018 г. по скважине отобрано 30,9 тыс. м³ безводной нефти. Коэффициент эксплуатации скважины за этот период равен 0,94. Скважина устойчиво работает с дебитом 530–540 м³/сут.

09.11.2004 г. введена в эксплуатацию скважина № 18-Кр с горизонтальным стволом длиной 406 м. По результатам гидродинамических исследований скважину рекомендуется эксплуатировать с дебитом не выше 400 м³/сут.

Геолого-промысловые и технологические особенности проекта разработки

На данный момент, после анализа нескольких вариантов проектов разработки Кравцовского месторождения, выбран вариант, по которому разбуривание залежи предполагается вести горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами. Применение скважин таких конструкций позволяет увеличить их продуктивность за счёт длины горизонтального участка, снизить депрессию на пласт, обеспечить более равномерный подъём ВНК и повышение степени выработки запасов углеводородов. Исходя из опыта разработки месторождений Калининградской области, следует, что для увеличения продолжительности периода безводной добычи нефти рабочая депрессия на забое скважин в начальный период эксплуатации не должна превышать ориентировочно 1 МПа.

Рассматриваемый проект предполагает разработку 17 скважинами (скважина № 10-Кр, 10 ГС и 6 РГС), пробуренными с ЛСП. Проектный уровень добычи нефти 700 тыс. тонн в год (табл. 2). Длины горизонтальных стволов от 200 до 600 м, горизонтальные участки скважин прокладываются на расстоянии 2–4 м от кровли залежи параллельно ей. Из шести РГС две имеют по два дополнительных горизонтальных ствола, четыре – по одному. При этом предполагается, что в скважине № 11 оборудование должно обеспечивать контроль эксплуатации каждого ствола в отдельности.

Таблица 2 – Основные технологические показатели разработки Кравцовского месторождения

Показатели	Месторождение в целом
Год ввода в разработку	2004
Год окончания разработки	2037
Фонд пробуренных скважин, всего, ед.	17
из них добывающих	17
в т.ч. горизонтальных / разветвлённо-горизонтальных	10 / 6
Максимальная годовая добыча нефти, тыс. тонн	702
Год выхода на максимальный уровень добычи нефти	2008
Период стабильной добычи, лет	5
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	10008
Накопленная добыча нефтяного газа, млн м ³	250
Капитальные вложения (без НДС), млн долл.	316,8
Эксплуатационные затраты, млн долл.	976,4
Поток наличности, млн долл.	450,4
Чистый дисконтированный поток (NPV 15 %), млн долл.	0,2
Срок окупаемости без учёта дисконтирования, лет	11
Дефицит наличной ценности, млн долл.	201

Предполагается бурение РГС с основным горизонтальным стволом длиной 600 м и двумя дополнительными боковыми стволами по 400 м каждый. Расстояние от горизонтальных стволов до ВНК ~ 7–9 м.

Всего в данном варианте залежь разрабатывается 24-мя горизонтальными стволами. Суммарная длина горизонтальных стволов скважин 11700 м. Дебиты скважин изменяются от 110 до 600 м³/сут.

В то же время использовать максимально потенциал горизонтальных скважин в условиях нефтяной залежи, подстилаемой водой, следует осторожно, т.к. неограниченное увеличение дебитов приводит к ускоренному обводнению скважин и соответственно, существенному росту накопленной добычи воды.

Горизонтальные участки скважин предлагается прокладывать на расстоянии 2–4 м от кровли залежи параллельно ей. В настоящее время можно утверждать, что в продуктивном пласте существуют зоны пониженной проницаемости или непроницаемые включения, но их положение и протяжённость известны (достаточно ориентировочно) только в районе пробуренных скважин. Учитывая, что нефтяная залежь подстилается водой, только в её центральной части забои скважин могут быть проложены на 10–15 м ниже кровли залежи. В крайних частях залежи размещение забоев скважин над слабопроницаемыми прослоями, т.е. всего на 2–4 м ниже кровли, может положительно сказаться на динамике добычи, т.к. в этом случае нефть к скважинам будет вытесняться водой по напластованию, а не за счёт конусообразования. В то же время нефть из-под таких слабопроницаемых пропластков может извлекаться либо другими скважинами за счёт интерференции, либо за счёт бурения дополнительных стволов из пробуренных.

В рассматриваемом проекте разработки предусмотрено, что:

- давление на забое скважин не должно быть ниже 13 МПа, т.к. при этом давлении в процессе испытания скважин не наблюдалось разрушения призабойной зоны;

- скважины отключаются при обводнённости 95 % об.;
- коэффициент эксплуатации скважин равен 0,91 в 2004–2005 гг. и 0,95 в дальнейшем; потенциал горизонтальных скважин позволяет в случае сверхнормативного простоя какой-либо скважины перераспределить дебиты и компенсировать добычу;
- скважины должны периодически останавливаться для проведения исследовательских и ремонтных работ; наиболее благоприятные условия для гидродинамических исследований скважины имеют в период фонтанной эксплуатации;
- для транспортировки добываемой продукции по трубопроводу к береговым сооружениям по подготовке нефти предусмотрено использовать мультифазные насосы. Давление на устье скважин должно обеспечивать нормальную работу мультифазных насосов. При снижении давления на устье скважин ниже требуемых значений скважины переводятся на механизированный способ добычи с помощью УЭЦН.

Разработку залежи планируется осуществлять на естественном упруговодонапорном режиме дренирования.

Технология и техника добычи нефти и газа

Разработка Кравцовского месторождения предполагается 17 нефтяными добывающими скважинами, из которых 1 вертикальная, 10 наклонно-направленных с горизонтальными окончаниями и 6 наклонно-направленных, разветвлённых с горизонтальными окончаниями.

Одним из критериев перевода скважин на механизированный способ добычи нефти является величина давления на устье.

Исходя из условий доставки продукции скважин на берег мультифазным насосом, для перекачки максимальных объёмов, давление на приёме насоса регламентируется значением 2,0 МПа. Это значение принято как критерий перевода скважин на механизированную добычу.

Исходя из условий эксплуатации морских месторождений, существуют объективные факторы, ограничивающие диапазон выбора способа механизированной добычи.

Наиболее приемлемыми для морских месторождений являются газлифтный способ эксплуатации и с применением установок электропогружных центробежных насосов (УЭЦН).

Ввиду отсутствия источника газа, на Кравцовском месторождении рекомендуется применение УЭЦН.

Устьевое оборудование в целом не отличается от обычно применяемого для добывающих скважин. Однако должна быть предусмотрена возможность прокладки к электродвигателю токоподводящего кабеля, а также соответствующих линий к датчику давления и клапану-отсекателю. Гидравлическая линия малого диаметра соединяет клапан-отсекатель с аварийной системой отключения, которая при соответствующем изменении устьевого давления производит автоматическое закрытие клапана, перекрывая внутреннее сечение НКТ. Фонтанная арматура FMC-2-9/16-5К, применяемая в настоящее время, может быть рекомендована и в дальнейшем.

Обоснование выбора конструкций скважин Кравцовского нефтяного месторождения

Общие требования и исходные данные по выбору конструкции скважин

При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин на морских месторождениях к их конструкциям предъявляется ряд требований, выполнение которых обеспечивает успешное доведение скважин до проектных глубин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, эксплуатацию скважин в период разработки месторождений. Конструкции должны быть экономичными и обеспечивать охрану недр в процессе строительства и эксплуатации скважин.

Для выполнения указанных требований и обоснованного выбора конструкций скважин в работе рассмотрены материалы о геологических условиях бурения, глубинах залегания продуктивных пластов, пластовых давлениях и давлениях гидроразрыва, интервалах возникновения осложнений в виде газонефтеводопроявлений (ГНВП), поглощений, обвалов, осыпей, сужений, кавернообразований по ранее пробуренным скважинам.

Для выявления зон несовместимости бурения строится совмещённый график изменения градиентов пластового давления и давления гидроразрыва от глубины скважины. Указанные градиенты давлений определены промысловыми исследованиями по ранее пробуренным скважинам-аналогам.

На основании данных о зонах несовместимости по условиям бурения определены число и глубина спуска обсадных колонн.

При расчётах наклонно-направленных и горизонтальных профилей учитывались параметры, определяющие возможность прохождения обсадных колонн по стволу скважин и величина вскрываемого интервала одноразмерным долотом.

Объектом разработки являются продуктивные отложения на морском месторождении Кравцовское. Рассмотрены геолого-технические условия проводки вертикальной и с горизонтальным окончанием скважин-аналогов. К ним относятся скважины №№ 10 и 8 Кравцовского месторождения.

В таблице 3 представлены конструкции скважин-аналогов. Анализ конструкций показывает, что принципиальных отличий в конструкциях скважин не имеется. В скважины №№ 10-Кр и 8-Кр спущена эксплуатационная колонна 178 мм, башмак эксплуатационной колонны устанавливается за 5 м от дейменаского надгоризонта. Скважины эксплуатируются открытым стволом.

Таблица 3 – Конструкции скважин-аналогов

Обсадная колонна	Скважина № 10-Кр		Скважина № 8-Кр	
	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м
Водоотделяющая колонна	762	95	762	95
Кондуктор	508	155	508	160
I промежуточная колонна	340	702	340	700
II промежуточная колонна	245	1903	245	1900
Эксплуатационная колонна	178	2148	178	2165

При бурении скважин осложнений практически не было. Анализ показывает, что бурение скважин на месторождении можно отнести к нормальным условиям. Отмечаются некоторые посадки, затяжки инструмента при наращивании и СПО, а также проработки ствола, которые в процессе бурения легко ликвидировались.

На основе геологических исследований, в т.ч. по данным пластоиспытателя, составлен фактический стратиграфический разрез по скважинам-аналогам, а также уточнены сведения о величинах пластовых давлений и давлениях гидроразрыва, которые позволили рассчитать изменения соответствующих градиентов в соответствии с глубиной залегания пластов.

На Кравцовском месторождении условия бурения до объектов разработки следует считать совместимыми. Спуск кондуктора и промежуточной колонны объясняется геологическими причинами.

Выбор конструкции скважин

Глубина залегания продуктивных объектов (глубина скважины) и диаметр эксплуатационной колонны являются определяющими для выбора диаметров промежуточных обсадных колонн и кондуктора. В качестве эксплуатационной колонны для месторождения приняты обсадные трубы диаметром 178 мм при вскрытии дейменаского надгоризонта, что способствует проводке скважин кустовым способом с наклонно-направленными и горизонтальными стволами. Количество промежуточных колонн и глубина их спуска выбраны на основании данных графиков совмещённых давлений, стратиграфического разреза и фактических горно-геологических условий (осложнений, осыпей, обвалов и т.д.), полученных при бурении поисковых скважин.

Используя представленные данные, разработана типовая (базовая) конструкция скважин для месторождения Кравцовское с обоснованием глубины спуска промежуточных колонн, высоты подъёма цемента, описание которых приводится ниже.

Водоотделяющая колонна (ВК) диаметром 508 мм спускается на глубину 95 м, что обеспечивает укрепление устья скважины, создание циркуляции, установку дивертора.

Кондуктор диаметром 340 мм спускается на глубину 900 м с целью перекрытия меловых, юрских, пермтриасовых и верхнедевонских отложений, склонных к интенсивным осыпям, обвалам, изоляции майкопских глин, склонных к разбуханию, сужению ствола и прихватам. Башмак устанавливается в глинистую часть верхнего отдела девонской системы. Цементируется до дна моря. Тип цемента и параметры тампонажного раствора аналогичны, как и под водоотделяющую колонну.

Промежуточная обсадная колонна диаметром 245 мм спускается с целью перекрытия девонской и силурийской систем, склонного к осыпям и обвалам. Башмак устанавливается в глинах нижнего ордовика на глубину 2165 м. Цементируется до глубины 1100 м тампонажным раствором плотностью 1,78–1,80 г/см³.

Крепление продуктивного горизонта эксплуатационными хвостовиками предполагается тремя типами конструкций скважин:

Первый тип конструкции (однозабойная скважина с горизонтальным окончанием).

Эксплуатационный хвостовик диаметром 178 мм спускается в горизонтальный ствол продуктивного горизонта для предупреждения геологических осложнений, разобщения вышележащих продуктивных отложений и последующей добычи УВ в следующей конструкции:

- башмак – до забоя горизонтального ствола;
- фильтр – в интервале продуктивного пласта до подошвы ордовика;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до глубины выше башмака колонны 245 мм на 150 м (по стволу).

Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,93 г/см³ на длину хвостовика от пакер-муфты до «головы».

Второй тип конструкции (многозабойная скважина с горизонтальными необсаженными стволами):

После бурения первого горизонтального ствола в продуктивном горизонте забуривается и проводится второй ствол с изменением азимута и при необходимости третий.

Эксплуатационный хвостовик диаметром 178 мм спускается в кровлю продуктивного горизонта для разобщения вышележащих продуктивных отложений и последующей добычи УВ в следующей конструкции:

- открытый ствол – от забоя горизонтального ствола до кровли продуктивного горизонта;
- башмак – в кровлю продуктивного горизонта до места разветвления стволов;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта над башмаком;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до глубины выше башмака колонны 245 мм на 150 м (по стволу).

Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,93 г/см³ на длину хвостовика от пакер-муфты до «головы». Данная конструкция скважин позволяет при необходимости провести дополнительные стволы из-под башмака 177,8 мм хвостовика (открытый ствол) долотом 139,7 мм в требующиеся интервалы для доработки месторождения.

Третий тип конструкции (многозабойная скважина с горизонтальными обсаженными стволами).

После бурения первого горизонтального ствола спускается эксплуатационный хвостовик 178 мм в кровлю продуктивного горизонта для разобщения вышележащих продуктивных отложений и последующей добычи УВ в следующей конструкции:

- башмак – до забоя горизонтального ствола;
- фильтр – в интервале продуктивного пласта до подошвы ордовика;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до глубины выше башмака колонны 245 мм на 150 м (по стволу).

Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,93 г/см³ на длину хвостовика от пакер-муфты до «головы».

Второй горизонтальный ствол зарезается из колонны 245 мм на 30 м выше «голови» первого хвостовика, спускается эксплуатационный хвостовик 0178 мм в кровлю продуктивного горизонта с последующим обрезанием «голови» хвостовика по колонне 0245 мм:

- башмак – до забоя второго горизонтального ствола;
- фильтр – в интервале продуктивного пласта до подошвы ордовика;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до входа в колонну 245 мм.

Третий горизонтальный ствол зарезается из колонны 245 мм на 60 м выше «голови» первого хвостовика.

Следует отметить, что данная конструкция является достаточно гибкой и может модифицироваться в сторону увеличения количества дополнительных стволов из одной скважины 245 мм, кроме того, снижается металлоёмкость конструкции. В данной конструкции рекомендуется использовать внутрискважинное оборудование «Promax» для контроля каждого ствола скважины.

Предлагаемые конструкции имеют особенность, учитывающую специфику бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Глубина начала набора зенитного угла приурочена к устойчивым породам, что обеспечивает проводку скважин с максимальной кривизной в соответствии с проектными профилями.

Набор зенитного угла при небольших отклонениях ствола скважины от вертикали осуществляется в интервале бурения под кондуктор 340 мм. При этом для горизонтальных скважин максимальный угол на первом участке 66,7° и радиус на втором участке горизонтальных скважин – 470 м.

После I участка стабилизации и спуска 340 мм колонны в наклонно-направленных скважинах производится дальнейшее бурение в заданном зенитном угле до глубины спуска 245 мм колонны.

После спуска технической колонны 245 мм на втором участке набора зенитного угла ствол скважины плавно переходит в горизонтальный профиль до 90° и продолжает проводку горизонтального ствола длиной от 400 до 600 м.

Для реализации профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин подбираются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и соответствующие параметры режима бурения. Компоновки низа должны обеспечить выполнение проектного профиля при минимальных затратах времени на управление искривлением.

Предлагается следующий подход к бурению эксплуатационных скважин. В связи с кустовой схемой бурения, скважины проектируются однотипным профилем. Последовательность бурения скважин в целом должна учитывать направление перемещения буровой установки, проектные азимуты и отклонения забоев от вертикали. При этом необходимо, чтобы в направлении перемещения станка располагалось минимально возможное количество проектных забоев скважин.

Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения бурового станка до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В таблице 4 представлены основные показатели при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с максимальными отклонениями для трех вариантов разработки месторождения.

Каждая скважина проводится по проекту, учитывающему опыт и пространственное положение стволов соседних скважин, чтобы предупредить возможное пересечение траекторий.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин целесообразно осуществлять с учётом отечественного опыта, а также с привлечением оборудования и специалистов ведущих фирм «Schlumberger», «Baker oil tools», «Beckfield», «Ferry-Sun», «Promax».

Для повышения качества цементирования обсадных колонн необходимо использовать современные решения, обеспечивающие эффективное замещение промысловой жидкости тампонажным раствором. В числе основных следует отметить снижение реологии бурового раствора до минимальных значений. Данная рекомендация ка-

сается пластической вязкости, предельного динамического и особенно статического напряжения сдвига. Ограничивающим фактором является только предупреждение осаждения твёрдой фазы при остановках циркуляции.

Таблица 4 – Сведения по проектным скважинам Кравцовского месторождения

№№ скважин	Вид скважины	Длина ствола, м	Отклонение от вертикали забоя, м	Глубина набора зенитного угла, м	Очередность бурения скважины	Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	Продолжительность бурения, сут.
10	Вертикальная		–		1	755	пробурена
8	ГС	2575	715		2	1200	пробурена
18	ГС	2650	800	900	3	1250	64
5	ГС	3170	1850	95	4	1180	81
6	ГС	3255	2025	95	5	1150	85
4	ГС	3090	1725	95	6	1200	77
1	ГС	2900	1100	1000	7	1440	60
2	ГС	2650	800	900	8	1250	64
3	ГС	2880	1375	95	9	1220	71
7	ГС + 2 РГС	3550+2*400	2475	95	10	1010	129
9	ГС + 1 РГС	4040+1*600	3100	95	11	960	145
11	ГС + 2 РГС	3880+2*400	2900	95	12	920	159
14	ГС + 1 РГС	2880+1*400	1350	95	13	1160	85
12	ГС	4490	3650	95	14	985	137
13	ГС	5520	4850	95	15	840	197
15	ГС + 1 РГС	3420+1*400	2700	95	16	1080	106
16	ГС + 1 РГС	3180+1*400	1900	95	17	1120	96

Кроме того, гидравлическая программа цементирования должна ограничивать трубные давления, чтобы предупреждать гидроразрывы пластов. Программа использования бурового раствора должна соответствовать следующим основным требованиям:

- 1) получение высоких скоростей бурения и обеспечение высокого качества ствола скважины;
- 2) беспрепятственный спуск и качественное цементирование эксплуатационной колонны большой протяжённости;
- 3) эффективное вскрытие продуктивных отложений с последующим восстановлением естественной проницаемости.

Планируется использование полимеркалийевого бурового раствора, который обладает псевдопластическими свойствами и способствует получению высоких скоростей бурения. Эффект ингибирующего воздействия обеспечивает стабилизацию стенок скважины и низкий коэффициент трения, что способствует беспрепятственному спуску в наклонную часть ствола и качественному цементированию эксплуатационных колонн. Эффективность полимеркалийевых промывочных жидкостей нашла однозначное подтверждение в практике бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Поскольку растворы данного типа весьма чувствительны к содержанию твёрдой фазы, то её концентрация не должна превышать 5–6 %. Содержание важного компонента – хлористого калия необходимо контролировать постоянно и поддерживать на уровне до 100 кг на 1 м³ промывочной жидкости. Важнейшей составляющей бурового раствора является биополимер, содержание которого необходимо поддерживать на уровне «активной» концентрации около 3 кг/м³. Молекулы полимера обладают флокулирующим действием и удаляются в системах очистки совместно с частицами выбуренной породы. Поэтому, в процессе приготовления новых порций бурового раствора необходимо компенсировать потери полимерной составляющей. Реологические показатели буровых растворов должны поддерживаться на уровне, гарантирующем очистку ствола скважины на наклонном и горизонтальном участках. Специфика бурения горизонтального интервала выдвигает новое требование, согласно которому перед сменой долота циркуляция продолжается до полного вымывания частиц выбуренной породы. Хорошие смазочные свойства полимерных промывочных жидкостей следует усиливать введением специальных добавок. Кроме того, добавки данного типа (смазки) улучшают консистенцию бурового раствора и непроницаемость фильтрационной корки, нивелируя воздействие дифференциального давления на колонну труб.

Содержание твердой фазы на уровне 5–6 % поддерживается вибрационными ситами с 2–3-х-слойными кассетами типа «сэндвич», пескоотделителями, а также центрифугой. По своей характеристике указанное оборудование должно обладать достаточной для эффективной очистки производительностью.

Не менее важными параметрами являются очередность и продолжительность бурения, коммерческая скорость, сохранение вертикальности ствола в верхних интервалах и глубина забуривания наклонных стволов. В соответствии с п. 2.5.6 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (2003 г.) максимально-допускаемая нагрузка на крюке буровой установки должна превышать максимальную расчётную массу бурильного инструмента в 1,6 раза и соответственно для обсадных колонн – в 1,1 раза.

Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Технология вскрытия пластов и освоения скважин должна быть строго ориентирована и предусматривать меры, обеспечивающие сохранение или восстановление естественной проницаемости. Данное требование основано на комплексном анализе последствий ведения буровых работ, возможностей методов интенсификации и размещения месторождения в пределах акватории Балтийского моря.

Таким образом, основное направление работ по вскрытию пластов должно обеспечить либо сохранение естественной проницаемости, либо создавать предпосылки для обратимой кольматации призабойной зоны.

В связи с вышесказанным предпочтение имеет гидродинамически более совершенный открытый забой, т.к. последующее цементирование ухудшает коллекторские свойства пласта.

Рекомендуется использовать полимерные буровые растворы, характеристики которых более всего удовлетворяют условиям бурения в условиях моря. В качестве добавок к буровому раствору для управления скважиной (фильтрационными характеристиками) следует применять наполнители, обеспечивающие обратимую кольматацию. Например, *Varcarb* (мраморная крошка растворимая в соляной кислоте), ЭН-1 (эластомерный наполнитель на основе каучуков различного назначения растворимый в углеводородах).

Литература:

1. Уточнённая технологическая схема разработки Кравцовского (Д-6) нефтяного месторождения на шельфе Балтийского моря. – ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2004.
2. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многостольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. – М. : Издательство «Техника», 2001. – 191 с.
3. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М. : Недра, 1995. – 204 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. 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.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. 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.
11. 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.
12. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
16. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36_0.html
17. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // 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. 51–53.
18. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.
19. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точности формул для расчёта дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 12. – С. 5–6.
20. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // 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. 111–113.
21. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // 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. 78–80.
22. Котельников А.С., Савенок О.В. Экологические риски при морской добыче нефти и газа / Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГУ», 2018. – С. 60–63.
23. Котельников А.С. Особенности морской добычи нефти // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 165–181.
24. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6 // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 3. – С. 81–99.
25. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // 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. 239–242.
26. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // 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. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

References:

1. The specified technological scheme of development of Kravtsovsky (D-6) of the oil field on the shelf of the Baltic Sea. – LLC LUKOIL-VolgogradNIPImorneft, 2004.
2. Aliyev Z.S., Somov B.E., Chekushin V.F. Justification of a structure of horizontal and многостволно-горизонтальных wells for development of oil fields. – М. : Tekhnika publishing house, 2001. – 191 p.
3. Aliyev Z.S., Sheremet V.V. Determination of productivity of the horizontal wells which opened gas and gas-oil layers. – М. : Nedra, 1995. – 204 p.

4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Offshore oil and gas facilities. Tekhnika and technology of development and operation of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2006. – 412 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
12. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
13. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Hvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2016. – 290 p.
16. Definition of influence of geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsov-skoye oil field D-6. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36_0.html
17. Askerova R.I. About wave impact on offshore hydraulic engineering constructions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 51–53.
18. Vostrikova M.A., Kashin Ya.M., Shkoda V.V. O pollution of the air basin toxic components of the fulfilled gases of sea vessels // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 102–104.
19. Griguletsky V.G. The main assumptions and the accuracy of formulas for calculation of an output of horizontal wells // Oil economy. – 1992. – № 12. – P. 5–6.
20. Ilyinsky D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. An integrated approach to carrying out seismic exploration on the shelf of the sea through the autonomous self-emerging ground stations // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 111–113.
21. Kirpichev V.E. Continental shelf: development of sea fields of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 78–80.
22. Kotelnikov A.S., Savenok O.V. Environmental risks at sea oil and gas production / Collection of the best scientific works of the young scientists of the Kuban state technological university who are marked out by awards at competitions; shef. edition S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOOU VO of «KubGTU», 2018. – P. 60–63.
23. Kotelnikov A.S. Features of sea oil production // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 165–181.
24. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Definition of influence geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsovskoye oil field D-6 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – № 3. – P. 81–99.

25. Rodionov V.P. Problems of fouling of the offshore drilling rigs operated on the continental shelf // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.

26. Rudenko M.F., Marinyuk B.T. Use of cryogenic technologies for prevention of risk of ecological pollution on the rivers and the seas // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 265-269.

УДК 622.276.7

ПРИМЕНЕНИЕ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО И ТЕКУЩЕГО РЕМОНТА СКВАЖИН

USE OF AGGREGATES FOR THE OVERHAUL AND MAINTENANCE OF WELLS

Березовский Александр Александрович

экономист 1 категории планово-экономического отдела,
Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромысловое управление
al.berezovskiy-gaz@mail.ru

Рогожин Сергей Сергеевич

бурильщик КРС 7 разряда,
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»,
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
onetuzzlord@gmail.com

Ншуту Мвизерва Иве

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
mwizyves2020@yahoo.fr

Аннотация. При проведении капитального ремонта скважин и текущего ремонта скважин применяются различные виды агрегатов для перевозки грузов, штанг, труб, для проведения различных геолого-технических мероприятий, спускоподъёмных операций, освоения и т.д. В статье рассмотрены виды агрегатов, их назначение и применение при капитальном и текущем ремонте скважин на примере сервисных предприятий ООО «ТОТ» и ЗАО «КРС».

Ключевые слова: агрегаты для освоения и ремонта скважин; агрегаты для капитального ремонта скважин; агрегаты для текущего ремонта скважин; агрегаты для интенсификации добычи; специальный транспорт для перевозки труб, штанг и другого оборудования.

Berezovskiy Aleksandr Aleksandrovich

Economist of the 1st category of planning and economic department,
Branch LLC «Gazprom добыча
Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management
al.berezovskiy-gaz@mail.ru

Rogozhin Sergey Sergeevich

Well overhaul driller 7 discharge,
Production Branch «Kubangazgeofizika»,
LLC «Gazprom georesource»
PJSC «Gazprom»
onetuzzlord@gmail.com

Nshuti Mwizerwa Yves

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
mwizyves2020@yahoo.fr

Annotation. During the overhaul of wells and the maintenance of wells, various types of aggregates are used for the transport of goods, rods, pipes, for various geological and technical measures, tripping, development, etc. The article discusses the types of units, their purpose and use in the overhaul and maintenance of wells by the example of the service enterprises «TOT» LLC and «KRS» CJSC.

Keywords: units for the development and repair of wells; units for workover of wells; units for routine repair of wells; production enhancement units; special transport for transportation of pipes, rods and other equipment.

Агрегаты для освоения и ремонта скважин

Агрегат для освоения и ремонта скважин АР60 (рис. 1)

Назначение: ремонт и освоение скважин, ведение буровых работ ротором и забойными двигателями.

Грузоподъёмность – 60 тонн.

Условная глубина:

- при ремонте и освоении – 3000 м (НКТ 14 кг/м);
- при бурении скважин – 1500 м (при бурении колонной 24 кг/м).

Механизмы агрегата монтируются на полноприводном шасси КрАЗ-63221.0000044.

Конструктивные особенности:

- одно- или двухбарабанная лебёдка с дисковыми пневматическими муфтами, позволяющими оперативно переключаться с одного диапазона скоростей на другой и не требующими дополнительного компрессора;
- буровой барабан с канавками Лебуса, обеспечивающими равномерное наматывание каната;
- выдвигание верхней секции гидроприводной лебёдкой;
- маслonaполненная цепная трансмиссия привода лебёдки;

- гидродомкраты (аутригеры) двухстороннего действия;
- комплектация с учётом преимущественного назначения и технологических особенностей ведения работ.



Рисунок 1 – Агрегат для освоения и ремонта скважин AP60

Технические характеристики:

Подъёмный блок	
допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	600 (60)
привод механизмов	двигатель шасси ЯМЗ-238Д мощностью 243 кВт
Лебёдка	одно или двухбарабанная, с дисковыми пневматическими муфтами и двухшквивным ленточным тормозом
канатоёмкость тартального барабана, м	от 2 000 (Ø 15 мм) до 2 500 (Ø13 мм)
скорость подъёма талевого блока, м/с	0,015–2,30
Мачта	телескопическая, наклонная
расстояние от земли до оси кронблока, мм	22600
высота подъёма крюка талевого блока, мм	18500
Талевая система	с устройством перепуска талевого каната
оснастка	3x4
диаметр талевого каната, мм	25
Вспомогательная гидроприводная лебёдка	
допускаемая нагрузка, кН (тс)	30 (3)
Гидросистема	рабочая / монтажная
тип и модель насоса	аксиально-поршневой 3102.112 – 2 шт. / НШ-50
номинальное давление, МПа (атм.)	20 (200) / 16 (160)
номинальная подача, л/мин.	370 / 50
Гидрораскрепитель	
ход штока, мм	950
развиваемое усилие, кН (тс)	55 (5,5)
Балкон верхового рабочего (ёмкость, шт./м)	280/3400
бурильные трубы	диаметров 89 мм, длиной 12–13 м
Манифольд (стояк с буровым рукавом)	
проходное сечение, мм	76
рабочее давление, МПа (кгс/м ²)	20 (200)

Агрегат для освоения и ремонта скважин А 60/80

Назначение: ремонт и освоение нефтяных и газовых скважин, ведения буровых работ ротором и забойными двигателями.

Грузоподъёмность – 80 тонн.

Условная глубина:

- при ремонте и освоении – 4000 м (НКТ 14 кг/м);
- при бурении скважин – 2000 м (при бурении колонной 24 кг/м).

Механизмы агрегата монтируются на полноприводных шасси БА3-695071 или КрАЗ-63221.0000044.

Конструктивные особенности:

- одно- или двухбарабанная лебёдка с дисковыми пневматическими муфтами, позволяющими оперативно переключаться с одного диапазона скоростей на другой и не требующими дополнительного компрессора;
- буровой барабан с канавками Лебуса, обеспечивающими равномерное наматывание каната;
- выдвигание верхней секции гидроприводной лебёдкой;
- гидроприводная лебёдка для вспомогательных работ;
- маслonaполненная цепная трансмиссия привода лебёдки;
- гидродомкраты (аутригеры) двухстороннего действия;
- комплектация с учетом преимущественного назначения и технологических особенностей ведения работ.

Агрегаты А60/80 выпускаются в различных исполнениях (комплектациях) в зависимости от применяемого шасси и преимущественного назначения.

Технические характеристики:

Подъёмный блок	
допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	785 (80)
привод механизмов	двигатель шасси ЯМЗ-238Н мощностью 220 кВт или ЯМЗ-238Д мощностью 243 кВт
Лебёдка	одно- или двухбарабанная, с дисковыми пневматическими муфтами и двухшквивным ленточным тормозом
канатоёмкость тартального барабана, м	от 2 000 (Ø 15 мм) до 2 500 (Ø 13 мм)
скорость подъёма талевого блока, м/с	0,015–2,30
Мачта	телескопическая, наклонная
расстояние от земли до оси кронблока, мм	22 600
высота подъёма крюка талевого блока, мм	18 500
Ёмкость полатей верхового рабочего (бурильные трубы диаметром 89 мм, длиной 12–13 м), шт./м	280 / 3 400
Талевая система	с устройством перепуска талевого каната
оснастка	3x4
диаметр талевого каната, мм	25
Вспомогательная гидроприводная лебёдка	
допускаемая нагрузка, кН (тс)	30 (3)
Гидросистема	рабочая / монтажная
тип и модель насоса	аксиально-поршневой 3102.112 – 2 шт. / НШ-50
номинальное давление, МПа (атм.)	20 (200) / 16 (160)
номинальная подача, л/мин.	370 / 50
Гидрораскрепитель	
ход штока, мм	950
развиваемое усилие, кН (тс)	55 (5,5)
Манифольд (стояк с буровым рукавом)	
проходное сечение, мм	76
рабочее давление, МПа (кгс/м ²)	20 (200)

Агрегат для ремонта и освоения скважин А7-60

Агрегат предназначен для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин (для резки боковых стволов) в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С. Категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Техническая характеристика:

Нагрузка на крюке талевого блока, кН (тс)	
максимальная, кратковременная	800 (80)
номинальная	600 (60)
Транспортная база	
шасси	КрАЗ-63221-0000044-02
колёсная база	6×6
двигатель	ЯМЗ-238Д (Е2)
мощность двигателя, кВт (л.с.)	243 (330)
коробка передач	двухдиапазонная, восьмиступенчатая
Привод механизмов агрегата	двигатель транспортной базы
Габаритные размеры агрегата в транспортном положении, м	14,8×2,5×4,0
Мачта	
конструкция	телескопическая, с ограничителем выдвижения верхней секции
высота мачты от поверхности монтажной площадки до оси кронблока, м	24
расчётная длина поднимаемой трубы, м	18
система подъёма / спуска	привод от двух гидроцилиндров двустороннего действия
пульт дистанционного управления подъёмом / спуском мачты и верхней секции	электрический, расположенный на расстоянии 30 м от установки
узел выдвижения и посадки верхней секции	канатное, лебёдкой с гидроприводом, оснащённая звуковой и визуальной сигнализацией выдвижения и посадки верхней секции, устройством автоматической фиксации верхней секции в выдвинутом положении
система ограничения грузоподъёмности	блокировка от индикатора веса
система ограничения высоты подъёма крюкоблока (ОПК)	стационарная, с автоматическим торможением лебёдки; при неисправности ОПК работа лебёдки должна блокироваться; система ОПК должна исключить возможность её регулировки или отключения персоналом бригад ТКРС
система освещения напряжением 220 В, с лампами ДРЛ-250 Вт, во взрывозащищённом и виброустойчивом исполнении, обеспечивающая освещённость рабочих мест в соответствии с ПБ в НГП 08-62-03 п. 4.4.14, а также освещение мест посадки верхней секции, движения талевого блока по всей длине, кронблок не менее 50 лк.	укомплектована кабелем КГХЛ 4×6 длиной 50 м с вилкой ШК 4×60А
система освещения аварийная	напряжением 24 В от бортовой сети автомобильного шасси
кронблок	оснащён роликом для вспомогательной лебёдки
Главная лебёдка	
конструкция	однобарабанная, с зубчатым приводом, с колодочным ленточным тормозом, с двухдисковыми пневматическими муфтами

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Продолжение – Техническая характеристика

тяговое усилие в канате лебёдки, кН (тс)	
• при номинальной нагрузке	112 (11,2)
• при максимальной нагрузке	149 (14,9)
скорость подъёма груза, м/с	
• наименьшая	0,12
• наибольшая	1,5
число скоростей подъёма лебёдки для СПО	9
барабан лебёдки	с винтовой канавкой
тормозная система	одноленточная, колодочная, с 2 тормозными шкивами
Талевая система	
кратность полиспаста	6
оснастка	3×4
канат	диаметр 25 ГОСТ 16853-88
крепление «мёртвого» конца	с возможностью двух перепусков эксплуатируемого каната длиной по 30 м
Управление спускоподъёмными операциями	пневматическое и ручное механическое из кабины оператора
Пневмосистема	
компрессор	палубный, с воздушным ресивером
номинальное давление, МПа (кгс/см ²)	0,7 (7)
очистка воздуха	оснащена фильтром и осушителем сжатого воздуха
Домкраты	
гидравлические (аутригеры), шт.	передние – 2, задние – 2
опорная плита для передних и задних аутригеров, шт.	передние – раздельные, задние – цельные
опорные тумбы под винтовые домкраты, габариты, м	0,5×0,5
Лебёдка вспомогательная с гидроприводом	
тяговое усилие, тонн	2,0
управление лебёдкой	из кабины оператора, расположенной у задней стойки
Гидросистема	
номинальное давление, МПа (кгс/см ²)	15 (150)
тип и модель насоса	аксиально-поршневые модели 310.3.112.03 (04).06 – 2 шт. и НШ-50 – 1 шт.
рабочее давление в гидросистеме, МПа	20
система аварийного демонтажа мачты при неисправном двигателе агрегата	оснащение устройством для подключения гидросистемы техпомощи для безопасного демонтажа мачты или с электронасосом
блокировки безопасности	оснащена устройством блокирования проводимых операций в случае отказа в гидросистеме
Раскрепитель труб гидравлический, шт.	1
усилие развиваемое кН (тс)	50 (5)
Привод на механический ротор	с отбором мощности от двигателя автомобиля
максимальный крутящий момент на столе ротора, Н·м (кгс·м)	20000 (2100)

Окончание – Техническая характеристика

максимальная частота вращения стола ротора, с ⁻¹ (об./мин.)	5 (300)
конструктивное исполнение соединения с мехротором	карданное
направление вращения стола	реверсивное
наличие устройств безопасности	автоматическая блокировка обратного вращения ротора при его остановке; плавное снятие торсионных напряжений бурильной колонны после остановки ротора
Гидравлический ротор	
крутящий момент на столе ротора при давлении 20 МПа (200 кгс/см ²) не менее, Н·м (кгс·м)	12500 (1250)
максимальная частота вращения стола ротора, с ⁻¹ (об./мин.)	2,3 (140)
максимальное давление рабочей жидкости, МПа	20
направление вращения стола	реверсивное

Техника безопасности при работе спецагрегатов по освоению и ремонту скважин:

1. Работы по вызову притока надо производить только под руководством ответственного лица из числа ИТР согласно утверждённому плану и в присутствии представителя военизированной части.

2. До начала испытания устья скважины должно быть оборудовано по соответствующей схеме.

3. Применяемые насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами должны быть опрессованы и проверены дефектоскопией.

4. При установке цементных мостов при вскрытом пласте следует оборудовать устье скважины головкой циссона или превентором с плашками под применяемые трубы, а также двумя выкидами, один из которых должен быть соединён с желобом. Проведение работ в скважине без них категорически запрещается.

5. Интервалы ствола скважины, в котором в процессе бурения испытывали горизонты, необходимо проработать перед спуском долота на забой.

6. Первое долото после испытания необходимо спускать в открытый ствол на пониженной скорости и с возможными предосторожностями, не допуская разгрузок более 50 кН.

7. При освоении скважин на притоках с помощью компрессорных установок – обязателен контроль содержания кислорода в газовой среде продувочной смеси.

8. Остальные позиции по технике безопасности аналогичны для спецтехники в НГДП.

Агрегаты для КРС и ТРС

Агрегат подъёмный для ремонта скважин АПРС-40М

Агрегат подъёмный для ремонта скважин АПРС-40М предназначен:

- для производства спускоподъёмных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями;
- для производства тартальных работ;
- для очистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием);
- для разведывательного бурения скважин (условная глубина бурения скважин 1000 м (при бурении колонной 24 кг/м) при использовании дополнительного оборудования (ротора РМ 250 или силового вертлюга)).

Агрегат имеет трансформатор для подключения агрегата 220 В и оснащён дополнительной лебёдкой для подъёма ключа, боковыми опорными домкратами, уровнем. Пневмосистема агрегата оснащена осушителем воздуха. Двухдверная кабина оператора оснащена обогревателем во взрывозащищённом исполнении.

В системе электрооборудования автомобиля предусмотрены места (выводы) для подключения, расположенных на пульте управления в технологической кабине, дублирующих контрольно-измерительных приборов и места для подключения к базовым источникам электроэнергии исполнительных элементов технологического оборудования, в т.ч. систем автоматики, блокировок, освещения.

Агрегат выполнен во взрывобезопасном исполнении в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, а также РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Агрегат по требованию заказчика комплектуется дополнительным оборудованием, в том числе площадкой верхового рабочего и площадкой обслуживания устья скважины, приемным постом. Гарантируется поставка любых запасных частей.

Технические характеристики АПРС-40М:

Монтажная база	УРАЛ 4320	КрАЗ 63221, 65053	КамАЗ 43118
Грузоподъёмность на крюке, кН (тс)			
номинальная	400 (40)		
Высота до оси кронблока, м	18,5 (19,5)		
Мачта	телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью		
Привод	от тягового двигателя автомобиля		
Управление спускоподъёмными операциями	электропневматическое и ручное механическое из кабины на платформе агрегата		
Скорость перемещения крюка:			
min/max, м/с	1,42/0,22		
Талевая система	шестиструнная		
оснастка	3x4		
Лебёдка основная	однобарабанная		
диаметр талевого каната	22		
Тормоз	ленточно-колодочный		
число тормозных шкивов	1		
Коробка передач	трёхскоростная		
Габаритные размеры, мм:			
длина	11000	10500	10300
ширина	2500	2500	2500
высота	4000	4000	4000
Масса агрегата (не более), кгс	22500	23515	20000

Агрегат для освоения и ремонта скважин А-50М (рис. 2)

Агрегат для освоения и ремонта скважин А-50М предназначен для:

- разбурирования цементной пробки в трубах диаметром 5–6 дюймов и связанных с этим процессом операций (спуска и подъёма бурильных труб, промывки скважин и т.д.);
- спуска и подъёма насосно-компрессорных труб;
- установки эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварии;
- проведения буровых работ.

Техническая характеристика агрегата А-50М:

Допустимая нагрузка	600 кН
Мощность привода	132,4 кВт
Максимальное тяговое усилие на набегающем конце каната	112 кН

Продолжение – Техническая характеристика агрегата А-50М:

Компрессор	
Тип М115-2В5	
Производительность	0,6 м ³ /мин
Давление нагнетания	до 10 МПа
Промывочный насос	
Тип НБ-125 (9МГр-73)	
Максимальное давление (при подаче 6,1 л/с)	16 МПа
Максимальная подача (при давлении 6 МПа)	9,95 л/с
Монтажная база	прицеп 710Б или СМ-38326
Масса насоса с прицепом	41444 кг
Габариты установки в транспортном положении	14000×2900×4300 мм
Масса установки без насосного прицепа	24000 кг

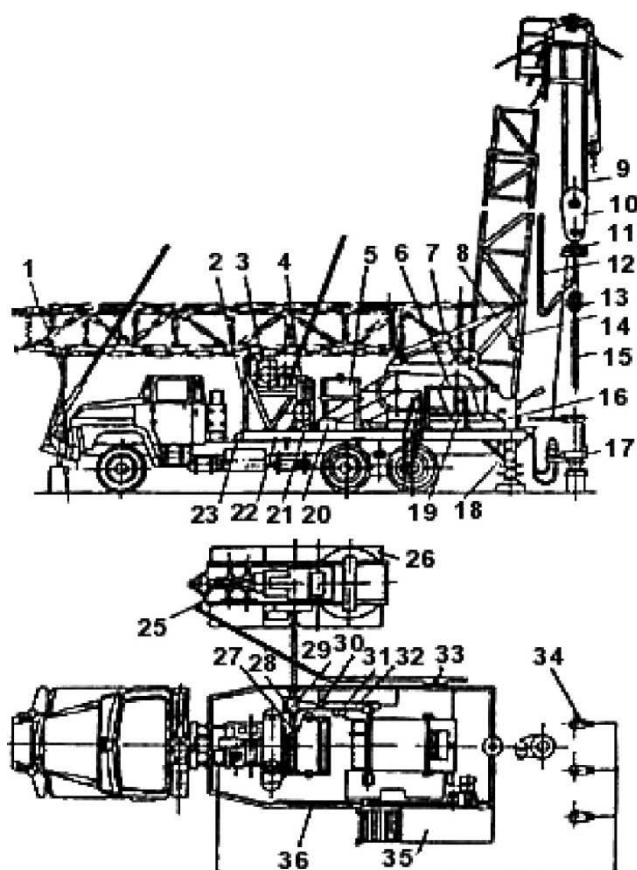


Рисунок 2 – Агрегат А-50М:

- 1 – передняя опора; 2 – средняя опора; 3 – электролебёдка; 4 – компрессорная установка;
 5 – гидросистема; 6 – лебёдка; 7 – домкрат; 8 – индикатор веса; 9 – талевый канат; 10 – талевый блок;
 11 – подвеска ключей; 12 – подвеска бурового рукава; 13 – вертлюг; 14 – мачта; 15 – домкратная штанга;
 16 – пневмоуправление; 17 – гидротор; 18 – домкрат; 19 – зубчатая муфта; 20 – редуктор;
 21 – карданный вал; 22 – рама; 23 – коробка отбора мощности; 24 – силовые оттяжки; 25 – манифольд;
 26 – промывочный насос; 27, 28 – карданные валы; 29 – силовая передача; 30 – цепная передача;
 31 – гидрораскрепитель; 32 – кожух; 33 – промежуточный вал; 34 – электрооборудование;
 35 – площадка оператора; 36 – узел управления и освещения шасси

Техника безопасности при работе агрегатов ПРС и КРС:

- управление агрегатом разрешается лицам, допущенным к вождению трактором в соответствии с действующими положениями и сдавшим зачёты по материальной части, правилам техники безопасности, эксплуатации и управлению агрегатом перед началом работы;

- в процессе производства работ давление в пневматической системе должно быть в пределах 0,55–0,65 МПа;

- для обеспечения нормальной работы гидравлическая система агрегата должна заправляться маслом соответствующей марки в зависимости от температуры окружающего воздуха (масло должно быть чистым и сухим).

Перед подъёмом вышки необходимо проделать следующее:

- смазать опоры роликов кронблока и упоры верхней секции вышки;
- проверить работу упоров верхней секции вышки;
- открепить вышку от передней опоры и верхней секции от нижней;
- установить и закрепить домкраты задней опоры вышки и при необходимости аутригеры.

Перед началом СПО необходимо проверить:

- работу механизма переключения скоростей;
- тормозную систему;
- фрикционную муфту барабана лебёдки и её управление;
- противозатаскиватель крюкоблока.

Переезды агрегата с поднятой вышкой не допускаются.

Пуск воздуха из элементов соединения трубопроводов и из фрикционной муфты не допускается.

Производство спускоподъёмных операций должно проводиться только при полностью расчленённой вышке.

Перед началом ремонта скважины необходимо проверить исправность всех инструментов.

Все канаты, применяемые на агрегате, должны периодически осматриваться.

Подниматься на вышку по лестнице-стремянке разрешается только в аварийных случаях.

Перед началом работы агрегат должен быть заземлён.

При длительной остановке двигателя рекомендуется отключать аккумуляторные батареи.

Цементировочный агрегат ЦА-320М (рис. 3)

Назначения спецагрегатов и область применения: цементировочные насосные агрегаты предназначены для нагнетания цементного раствора и продавочной жидкости при цементировании скважин.

Основные задачи цементирования скважин следующие:

- 1) обеспечить длительную изоляцию продуктивных объектов от верхних и нижних вод;
- 2) исключить возможность перетока флюида из одного горизонта в другой через затрубное пространство;
- 3) доукрепить неустойчивые породы путём плотного сцепления цементного камня со стенками скважины и обсадной колонной;
- 4) предохранить обсадную колонну от смятия внешним давлением и коррозии;
- 5) предотвратить выброс газа, находящегося под большим давлением в породах, залегающих в зацементированной зоне скважины;
- 6) изолировать пройденные при бурении маломощные продуктивные горизонты.

Помимо своего основного назначения насосные агрегаты используются для промывки и продавки песчаных пробок, опрессовки труб, обсадных колонн, гидроразрыва пластов и др. работ.

Техническая характеристика:

Транспортная база	КАМАЗ-43118 или КрАЗ-65101
Цементировочный насос	
тип	9Т
конструктивная особенность	горизонтальный, двухцилиндровый двухстороннего действия

Продолжение – Техническая характеристика

максимальная подача при давлении 4МПа, дм ³ /с	23
гидравлическая мощность, кВт	93
Водоподающий насос	
тип	1В
конструктивная особенность	вертикальный, трёхплунжерный одностороннего действия
подача, дм ³ /с	13
давление нагнетания, МПа	1,5
Приводной двигатель	
тип	1В
мощность, кВт	52
Ёмкости и манифольд	
Вместимость бака, м ³	
мерного	6,4
цементного	0,25
Диаметр трубопроводов насосов 9Т и 1В, мм	
приёмных	100
нагнетательных	50
Габариты агрегата, мм	
длина	10425
ширина	2500
высота	3235
Масса агрегата, кг	16000

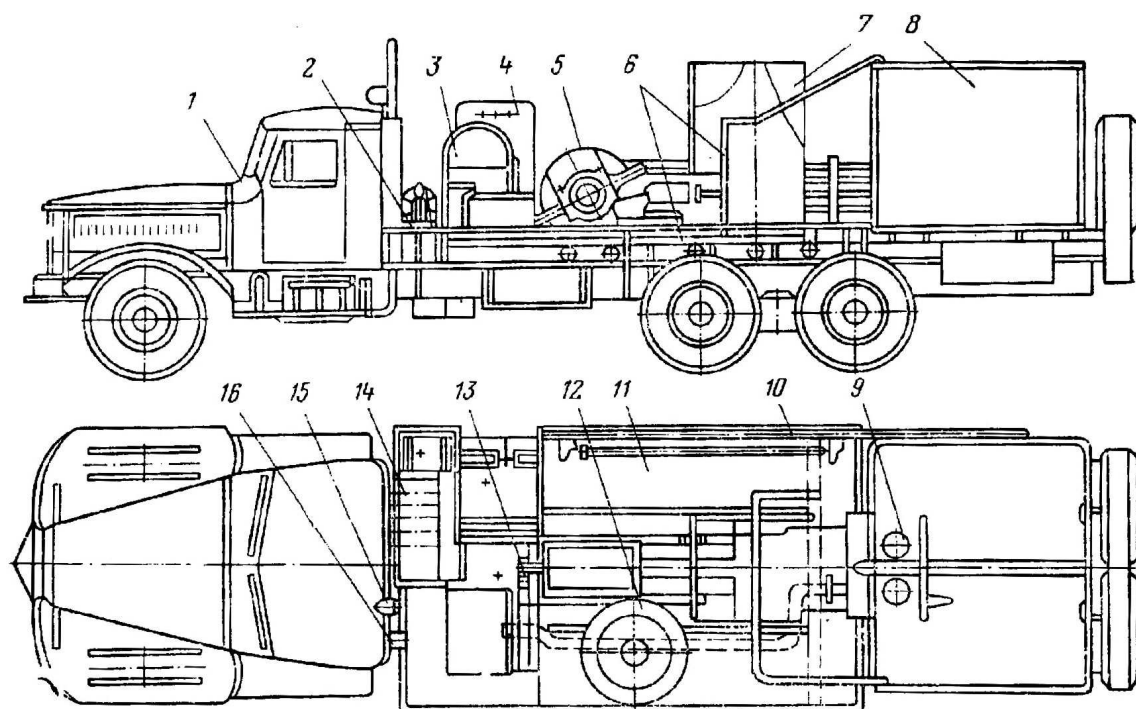


Рисунок 3 – Цементировочный агрегат ЦА-320М:

- 1 – шасси автомобиля; 2 – коробка отбора мощности; 3 – насос 1В; 4 – двигатель ГАЗ-51А; 5 – двухцилиндровочный насос 9Т; 6 – манифольд агрегата; 7 – защитный клапан насоса; 8 – мерный бак; 9 – донные клапаны; 10 – гибкий металлический шланг; 11 – платформа агрегата; 12 – цементомешалка; 13 – коленчатый вал; 14 – колена; 15 – фары и электрооборудование; 16 – выходная труба

Техника безопасности:

1. Во время производства цементажа агрегат обслуживается двумя специалистами: машинист и оператор.
2. В кабине должны быть дублирующие приборы.
3. Перед включением насоса подаётся звуковой сигнал и начинается работа с низшей передачи.
4. При цементаже у агрегата должен находиться руководитель работ. Только он может дать команду «старт».
5. Перед началом работ все манифольды и выкидные линии должны быть опрессованы на полуторакратное давление.
6. Вокруг агрегата и манифольдов на расстоянии 25 м устанавливаются флажки и ограждения.
7. При загрузке сухого цемента в агрегат персонал должен работать в респираторах и очках.
8. Сухой цемент должен быть загружен максимум за сутки до проведения.
9. Персонал, обслуживающий агрегат обеспечивается спецсредствами, спецодеждой, согласно инструкции по технике безопасности в НГДП.

Агрегаты для интенсификации добычи

Автоцистерна АЦН-10 (рис. 4)

Автоцистерна нефтепромысловая АЦН-10-43118 предназначена для транспортирования нефти и нефтесодержащих жидкостей с плотностью до $1,4 \text{ т/м}^3$, кинематической вязкостью до 100 сСт. Цистерна оборудована системой подогрева жидкости от установки типа «ГПУ». Автоцистерна представляет собой термоизолированную цистерну, смонтированную на шасси автомобиля. На цистерне имеется площадка обслуживания с противоскользящей поверхностью в зоне обслуживания горловины. Цистерна выполнена в виде горизонтального резервуара, имеющего в поперечном сечении форму «чемодан». Корпус цистерны изготовлен из листовой углеродистой стали и усилен внутри плосковыгнутыми жесткостями, которые выполняют также роль поперечных волнорезов. Насосная установка предназначена для заполнения и опорожнения цистерны нефтепродуктом или другой неагрессивной жидкостью. Насос СЦЛ(П)-ООА закреплён на специальном кронштейне. Привод насоса осуществляется от двигателя шасси автомобиля через карданный вал. Управление на включение и выключение привода насоса выведено в кабину водителя.

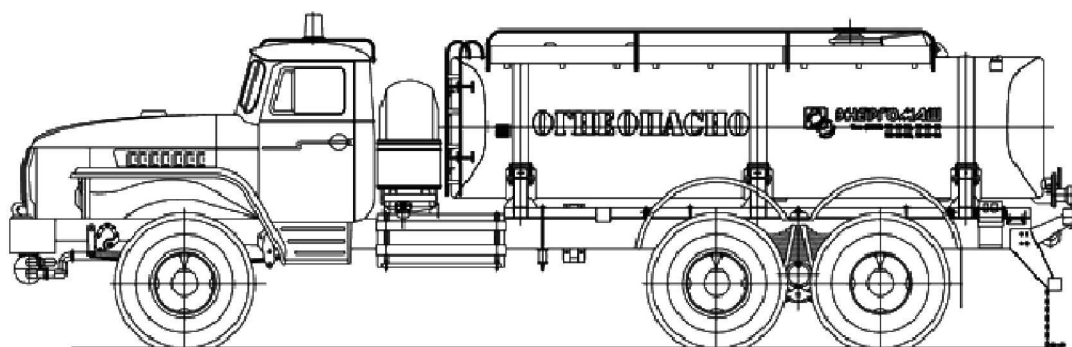


Рисунок 4 – Автоцистерна АЦН-10

Технические характеристики:

Базовое шасси	Урал-4320-1912-40, КАМАЗ 43118-10
Габариты, м	9,17×2,5×2,85
Вместимость цистерны, м ³	10
Двигатель	ЯМЗ-236-НЕ2-3
Колесная формула	6×6

Продолжение – Техническая характеристика

Полная масса, кг	21300
Насосная установка	1СШЛ-00А
Напор, м	30
Производительность, м ³ /ч	21.6

**Установка насосная
для кислотной обработки скважин СИН 32 (УНЦ-200×50) (рис. 5)**

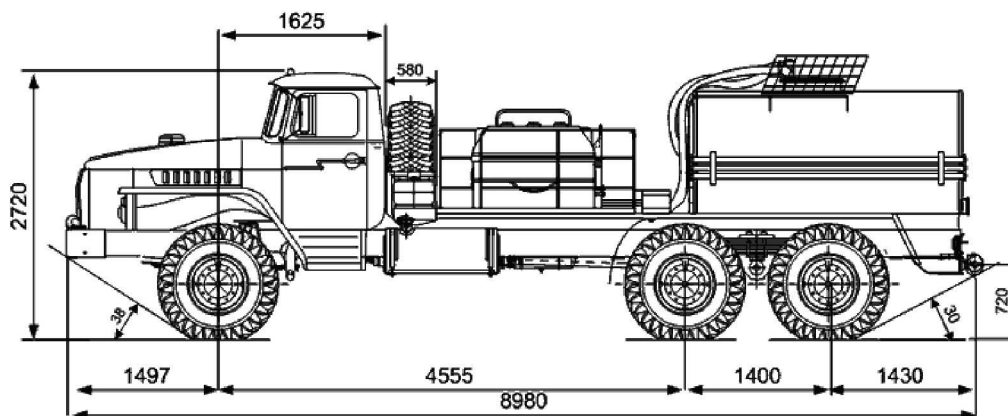


Рисунок 5 – Установка насосная для кислотной обработки скважин СИН 32 (УНЦ-200×50)

Установка предназначена для транспортирования и нагнетания ингибированных растворов соляной кислоты с концентрацией до 35 %, глинокилот (содержание HF до 5 %, HCl до 24 %), КСПО-2, а также растворов щелочей и солевых растворов. Основные преимущества:

- оптимальное расположение агрегатов управления, сниженный вес элементов манифольда облегчает работу обслуживающего персонала и повышает эксплуатационные качества установки;
- показания приборов, в том числе уровня жидкости в емкости, дублируются на приборной панели;
- управление и контроль работы установки осуществляется из кабины водителя;
- внутреннее химостойкое покрытие ёмкости увеличивает прочность и обеспечивает долговременную защиту от воздействия кислот, а также позволяет проводить промывку горячей водой или паром;
- ёмкость работает в диапазоне температур от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- срок службы покрытия ёмкости не менее 7 лет;
- возможность установки электронного расходомера и регистратора выходных параметров, а также систем обогрева и продувки гидравлической части плунжерного насоса;
- возможность комплектации насоса плунжерами диаметром 100 и 125 мм.

Технические характеристики:

Модель	СИН 32.01	СИН 32.02
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-65053	Урал-4320
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	176 (240)	169 (230)
Трехплунжерный насос высокого давления	СИН 32	
Диаметр плунжеров, мм	100, 125	
Максимальное рабочее давление, МПа (при подаче л/с), при диаметре плунжеров, мм		
100	50 (2,3)	
125	32 (3,7)	

Продолжение – Техническая характеристика

Наибольшая идеальная подача при Р = 12 МПа и диаметре плунжера 100 мм, л/с (м ³ /ч)	11,5 (41,4)	
Наибольшая идеальная подача при Р = 6,6 МПа и диаметре плунжера 125 мм, л/с (м ³ /ч)	18 (64,8)	
Вместимость ёмкости, м ³	7	7
Габариты, мм	9520×2500×3450	9350×2500×3500
Полная масса с жидкостью, кг	21 600	20 500

Техника безопасности при проведении ОПЗ:

1. Во время проведения работ на скважине должен находиться человек ответственный за производство работ.
2. Все работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты.
3. После обвязки манифольды должны быть опрессованы на давление в полтора раза выше от ожидаемого рабочего.
4. Все оборудование должно быть изготовлено в кислотостойком исполнении.
5. Все предохранительные устройства должны быть проверены на работоспособность.
6. Перед началом работ подается звуковой сигнал.
7. Работа агрегатов начинается с низшей передачи.
8. Команда на начало работ даётся только руководителем работ, а команда «стоп» отдаётся любым участником проводимых работ при возникновении аварийной ситуации.
9. Спецсредства: перчатки, респираторы, перчатки, спецсапоги.
10. При работе спецтехники на расстоянии 25 м не должны находиться посторонние люди и животные.
11. Внутреннее покрытие ёмкостей из гуммированной резины.

Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Парообразующая многофункциональная установка предназначена для выработки насыщенного и сухого пара высокого и низкого давления и используется:

- для депарафинизации призабойной зоны скважин, трубопроводов, арматуры, резервуаров и другого нефтепромыслового оборудования;
- для проверки опрессовки различных магистральных трубопроводов;
- для обогрева и мойки техники, емкостей ГСМ, ЖД и судового оборудования, и т.д.;
- для очистки ЖД транспорта и обогрева сыпучих грузов в зимнее время;
- для очистки от обледенения взлетно-посадочных полос и авиатехники;
- в технологии производства кирпича, шлакоблоков, ЖБИ, войлочно-кожевенном и текстильном производстве, деревообрабатывающем производстве, консервном производстве, сельском хозяйстве, для наземного, подземного и другого технологического оборудования и т.д.;
- для ликвидации аварийных ситуаций на промышленных объектах и в коммунальном хозяйстве городов, на период ремонта отопительной системы;
- в качестве стационарной котельной для отопления жилых помещений, детских садов, школ, больниц, поселков геологов, нефтяников, вахтовиков и т.д.

Технические характеристики:

Нагреваемая среда	вода
Производительность котла по пару, кг/час (Гкал/час)	2 000 (1,336)
Давление пара, МПа	0–10
Вместимость ёмкости для воды, м ³	4,8
Бак топливный, шт.	1

Продолжение – Техническая характеристика

Вместимость баков, л	730
Топливо, используемое для установки	дизельное ГОСТ 305
Давление топлива, кг/см ² , max	0,5–1,5
Время для получения пара с момента пуска котла, мин.	не более 8
Насос регулируемый (АОГП)	313.3.107
Давление масла на выходе, МПа, max	20
Гидромотор вентилятора, тип	310.12
Насос водяной	1.1 ПТ-25М
Давление на выходе, МПа, max	10
Производительность, кг/час	до 2 000
Гидромотор насоса водяного, тип	310.56
Насос топливный, тип	НШ10Д-3
Гидромотор насоса топливного, тип	310.12
Вместимость бака для масла, л	260
Габаритные размеры установки, мм	
длина	4800
ширина	2500
высота	2450
Масса установки с оборудованием, кг	15 055
Снаряженная масса установки, кг	23 375
Расчётная температура перегретого пара (жидкости), °С	310

Агрегат 4АН-700 (УН450×700) (рис. 6)

Установка для гидроразрыва пластов 4АН-700 является специальным транспортным средством, смонтированным на шасси КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053) или Урал 4320 и предназначенным для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пластов, гидropескоструйной перфорации и других промывочно-продавочных работ, проводимых в нефтяных и газовых скважинах.

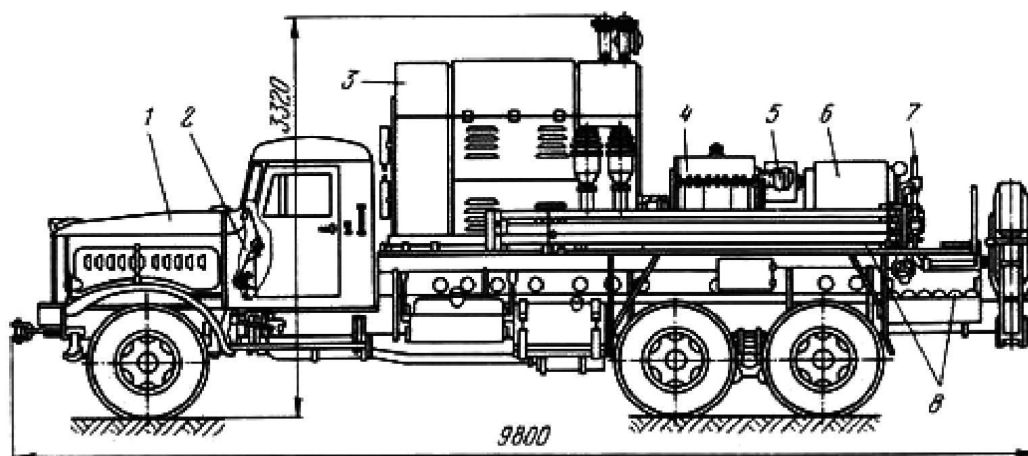


Рисунок 6 – Агрегат 4АН-700 (УН450×700)

Техническая характеристика:

Наименование параметров	Величина
Мощность полезная, кВт (л.с.)	452 (615)
Максимальное давление, МПа	70

Продолжение – Техническая характеристика

Идеальная подача, л/с	22
Монтажная база	
тип шасси автомобиля	КрАЗ-65101-0000 100, КрАЗ-65053 или Урал-4320-1951-40
мощность двигателя, кВт (лс)	176 (240)
Силовой агрегат	
тип дизеля	ЯМЗ-8502
полная мощность, кВт (лс), не менее	537 (730)
максимальная частота вращения коленчатого вала, об./мин., не более:	2100
тип аккумуляторов, 4 шт.	6СТ-190
Насос высокого давления	
тип	ЗПН-70С**
количество плунжеров, шт.	3
диаметры плунжеров, мм:	
в состоянии поставки	100
в комплекте сменных частей	120
передаточное число приводной части	4,86
Манифольд	
диаметр проходных сечений трубопроводов, мм:	
приёмного (всасывающего)	100
нагнетательного	50
Управление установкой	из кабины шасси
Длина вспомогательных трубопроводов, не менее, п.м.:	
всасывающего, 1 шт.	4
нагнетательных, 5 шт.	22 (суммарная)
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	9560
ширина	2900
высота	3850
Масса не более, кг:	
снаряжённой установки	21600
навесного оборудования	11600

Перемешиватель П-900Р

Предназначен для перемешивания гидросмесей и промывочных растворов плотностью до 1,5 г/см³ до однородной концентрации. Устанавливаются на блоках промывочного раствора, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин. Комплекуются взрывозащищённым электродвигателем.

В конструкции П-900 имеется дополнительная опора с двумя коническими радиально-упорными подшипниками, что обеспечивает долговременную безаварийную работу червячного редуктора. Длина вала винта может быть изменена по требованию заказчика в пределах +/- 1000 мм.

Техника безопасности при работе с агрегатом 4АН700, 4ПС, ЗСП при ГПП, ГРП.

1. Обслуживающий персонал должен состоять из трёх специалистов (оператор, машинист, руководитель работ).

2. В кабине транспортного средства должны быть дублирующие приборы (манометры, термометры и спецприборы).

3. Перед началом работ во всех операциях со спецагрегата подаётся звуковой сигнал.
4. Перед началом операции на скважине все выкидные линии вне агрегата должны быть опрессованы на 1,5 рабочее давление.
5. Работа любой спецтехники начинается с нижней передачи.
6. Должен осуществляться постоянный контроль давления, температуры и предохранительных устройств.
7. При операции на скважине со спецтехникой должен быть обязательно назначен и присутствовать руководитель работ.
8. Спецсредства и спецодежда должна соответствовать проводимым техническим операциям и спецтехнике (респираторы, противогазы).
9. Команду «Старт» отдаёт только руководитель работ; команду «Стоп» в случае нештатной ситуации подаёт любой участник процесса.
10. Вокруг агрегатов и манифольдов на расстоянии 25 м должны быть установлены ограждения и красная лента.
11. При проведении на скважине спецработ с различным видом спецтехники необходимо утвердить план проведения работ (ГПП, ГРП).

Специальный транспорт для перевозки труб, штанг и другого оборудования при КРС

При подземном ремонте скважин всегда необходимо производить замену эксплуатационных труб заказчика на собственные трубы сервисной компании. Кроме того часто производится плановая или вынужденная замена колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) и колонны штанг. При проведении других работ (солянокислотная обработка, опрессовка и т.д.) требуется доставить специальное оборудование к скважине. Это, например, пакеры, якоря, скребки, штанговые и трубные шаблоны.

Для этих целей в сервисных предприятиях ООО «ТОТ» и ЗАО «КРС» служит специальный транспорт:

- бортовой автомобиль с краном-манипулятором (гидроманипулятор ИФ-300С) на шасси Урал;
- агрегат ремонта и обслуживания станков-качалок АРОК на шасси Урал, КАМАЗ;
- легковые грузовые автомобили УАЗ для перевозки негабаритных грузов;
- агрегат АТЭ-6 для перевозки комплектов оборудования ЭЦН;
- агрегат перевозки штанг АПШ-89.

Теперь подробнее рассмотрим каждый агрегат.

Автомобиль бортовой с ИФ-300 на шасси Урал-4320-1951-40 с гидроманипулятором типа ИФ-300С (рис. 7) предназначен для погрузки, разгрузки и транспортировки различных грузов по всем видам дорог и местности.

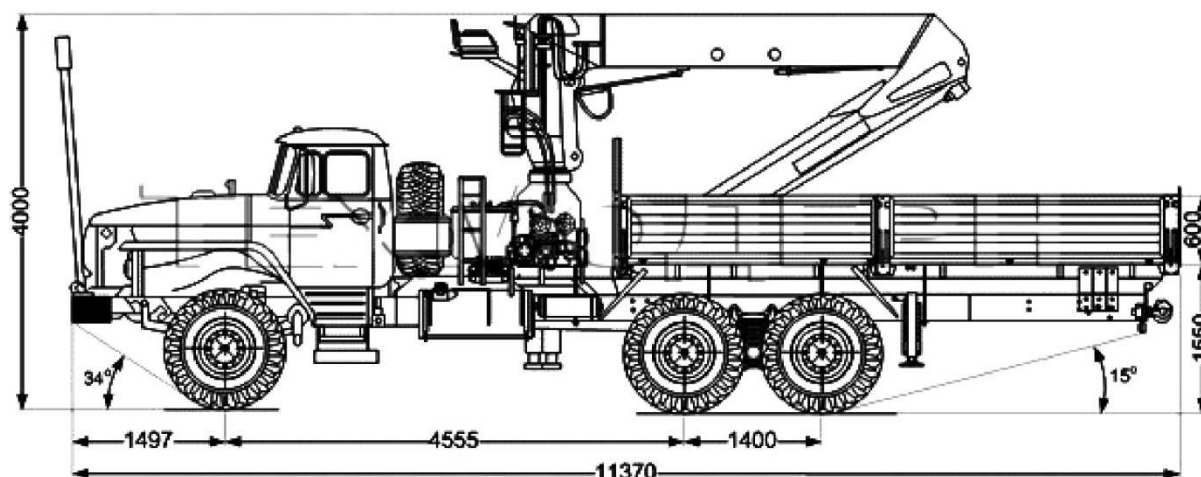


Рисунок 7 – Автомобиль бортовой с краном-манипулятором на базе Урала

Технические характеристики автомобиля с краном-манипулятором ИФ-300:

Базовый автомобиль	Урал-4320-1951-40
Весовые параметры	
масса перевозимого груза, кг	9000
полная масса, кг	20500
Двигатель	
модель	ЯМЗ-236НЕ2, дизельный с турбонаддувом
номинальная мощность, кВт (л.с.)	169 (230)
Колёса	
модель шин	ИД-П284 с регулируемым давлением
размер шин	1200×500-508
Трансмиссия	
коробка передач	механическая, пятиступенчатая, трёхходовая
раздаточная коробка	механическая, двухступенчатая с блокируемым межосевым дифференциалом
Максимальная скорость, км/час	70

Технические характеристики гидроманипулятора ИФ-300С:

Кран-манипуляторная установка	ИФ-300С
Грузовой момент, тонн · м	24,0
Грузоподъёмность нетто, максимальная, кг (на максимальном вылете)	9000 (3300)
Максимальная высота подъёма, м	8,0
Максимальный вылет, м	8,53
Максимальный угол поворота, град	390
Масса, кг	3900

Агрегат для ремонта и обслуживания станков-качалок АРОК на шасси Урал 43203-1151-41 (рис. 8)

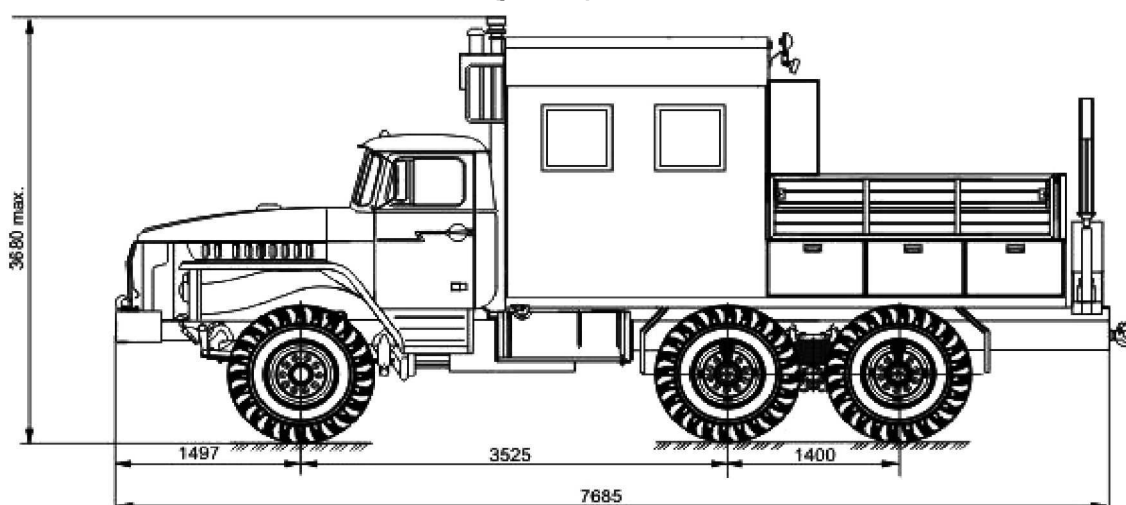


Рисунок 8 – ПРМ на шасси Урал

Агрегат ремонта и обслуживания станков-качалок АРОК на шасси Урал 43203-1151-41 предназначен для выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту станков-качалок и другого нефтепромыслового оборудования. Спецавтомобиль

АРОК оснащён современным мощным гидроманипулятором, слесарной мастерской, комплектами оборудования для замены смазки (жидкой, консистентной) в узлах трения, сварочным оборудованием, электрическим генератором, газобаллонным оборудованием, компрессорной установкой для продувочных и окрасочных работ. Грузоподъёмные операции обеспечиваются гидроманипулятором ИНМАН моделей ИМ-50, ИМ-95, ИМ-150. Слесарная мастерская, расположенная в кузове-фургоне мастерской АРОК оснащена всем необходимым оборудованием и инструментом для выполнения слесарных работ: на прочном верстаке с ящиками для инструмента размещены слесарные тисы, возможно размещение дополнительного оборудования: электроточило, нагнетатели смазки, компрессор. Также в фургоне размещаются сварочные выпрямители, питающиеся от стационарно установленного электрогенератора. Дополнительно может устанавливаться сверлильный станок и любое другое оборудование. Для перевозки узлов, агрегатов или материалов служит бортовая платформа, с открывающимся правым (по ходу движения) бортом. Запоры бортов могут блокироваться специальными фиксаторами или висячими замками.

Технические характеристики агрегата для ремонта и обслуживания станков-качалок АРОК:

Базовый автомобиль	Урал 43203-1151-41
Колесная формула	6x6
Максимальная скорость, км/ч	85
Шины	О-65
Ёмкость топливного бака, л	300

Легковой грузовой автомобиль на базе УАЗ 39094 (рис. 9) с пятиместной кабиной и опущенной на 10 см металлической платформой с деревянным полом, которая оборудуется съёмным каркасом тента и тентом, откидывающимся на 3 стороны. На переднем борту находится пара двухместных откидных сидений. На нефтепромыслах сервисная организация ООО «ТОТ» использует автомобиль для перевозки пакеров, якорей, шаблонов, бочек для мусора и другого мелкого груза. Благодаря большому дорожному просвету и полному приводу автомобиль может проехать по любым дорогам, при этом доставить быстро на точку оборудование и несколько человек.

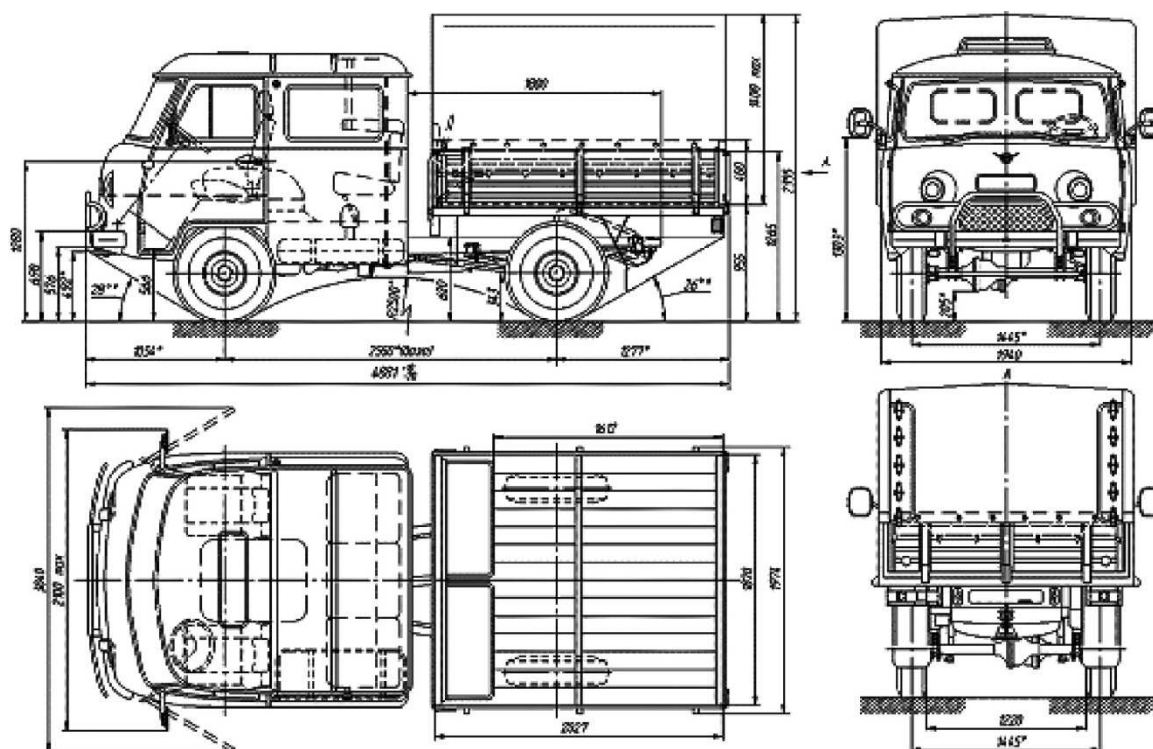


Рисунок 9 – Легковой грузовой автомобиль на базе УАЗ

Техническая характеристика легкового грузового автомобиля:

Базовый автомобиль	УАЗ-39094
Тип двигателя	ЗМЗ-4091
Мощность, л.с.	112
Колёсная база	4x4
Максимальная скорость, км/час	105
Снаряженная масса, кг	1975

Агрегат АТЭ-6 (рис. 10), смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255Б, предназначен для механизированной погрузки, разгрузки и перевозки оборудования установок ЭЦН, состоящего из погружного насоса и электродвигателя, кабельного барабана, электротрансформатора и станции управления. Для погрузки и разгрузки оборудования на платформу агрегата установлен гидравлический кран.

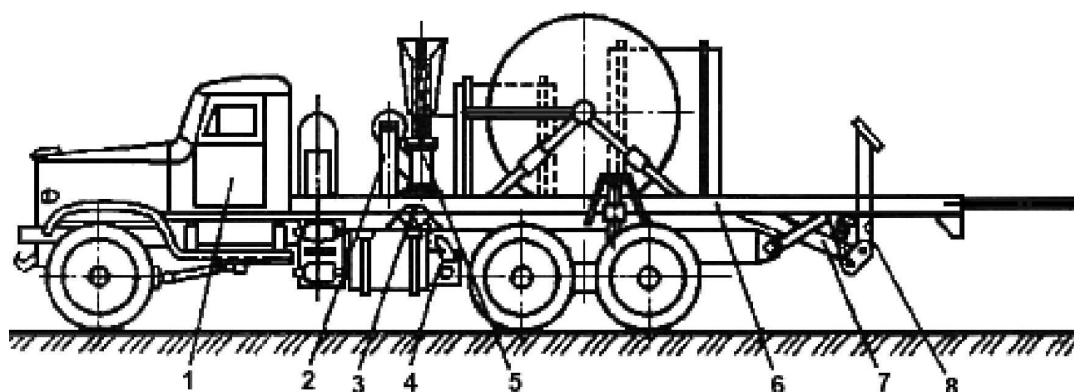


Рисунок 10 – Агрегат АТЭ-6 для установок ЭЦН:

1 – шасси автомобиля; 2 – стойка с роликом; 3 – лебёдка; 4 – искрогаситель; 5 – гидравлический кран; 6 – рама агрегата; 7 – качающаяся рама; 8 – откидные трапы

Техническая характеристика агрегата АТЭ-6:

Базовый автомобиль	Краз-255Б1
Грузоподъёмность, тс	не более 6,5
Мощность, л.с.	240
Максимальная скорость агрегата с полной нагрузкой, км/час	55
Контрольный расход топлива на 100 км, л	40
Запас топлива, л	330
Глубина преодолеваемого брода, м	1
Наименьший радиус поворота на колесе наружного переднего колеса, м	13
Диаметр троса, мм	18,5
Длина троса, м	25
Тяговое усилие лебёдки, кгс	7000
Тип гидрокрана	4030П (доработанный)
Гидронасос распределения	НШ-32У
Грузоподъёмность гидрокрана на максимальном вылете стрелы, кгс	750
Максимальный вылет стрелы, м	2,5
Угол поворота стрелы крана, град.	200
Габаритные размеры ,мм	
длина	10300
ширина	2750
высота	3365
Масса агрегата, кг	13200
Масса агрегата с грузом, кг	19700

Погрузку барабана с кабелем проводят с помощью лебёдки, смонтированной сзади кабины автомобиля, путём накатывания барабана по откидным трапам на качающуюся раму. Для транспортировки барабан закрепляют растяжками.

Погружной насос, электродвигатель и протектор укладывают на призмы левой площадки рамы и закрепляют специальными хомутами. Автотрансформатор и станцию управления устанавливают на правой площадке рамы.

Станцию управления крепят при помощи цепей и упоров, а автотрансформатор – при помощи прижимов.

Кабельный барабан выгружают путём скатывания по качающейся раме с откидным трапом при наклоне её гидроцилиндрами двойного действия.

Для предотвращения самопроизвольного скатывания барабан придерживают тросом лебёдки. В качестве гидроцилиндров использованы выносные опоры гидрокрана. Трапы одновременно служат выносными опорами и, тем самым, снижают нагрузку на ходовую часть агрегата при погрузке и выгрузке кабельного барабана. Масло в цилиндры гидрокрана и гидроцилиндры качающейся рамы поступает от шестеренчатого насоса НШ-32У, сблокированного с коробкой отбора мощности, установленной на фланце коробки передач автомобиля.

Гидрокраном управляют с узла, смонтированного на кронштейне основания крана, посредством рукояток трёхзолотникового гидрораспрепителя.

Агрегат для перевозки штанг АПС-89 в составе тягача Урал-44202 и полуприцепа (рис. 11)

Агрегат перевозки штанг АПС-89 в составе тягача Урал-44202 и полуприцепа предназначен для механизированной погрузки-разгрузки и перевозки различного длиномерного нефтепромыслового оборудования (насосно-компрессорные трубы, глубинно-насосные штанги и т.п.). В комплектацию также входят кран-манипулятор КМУ 90 и грузозахватная траверса.

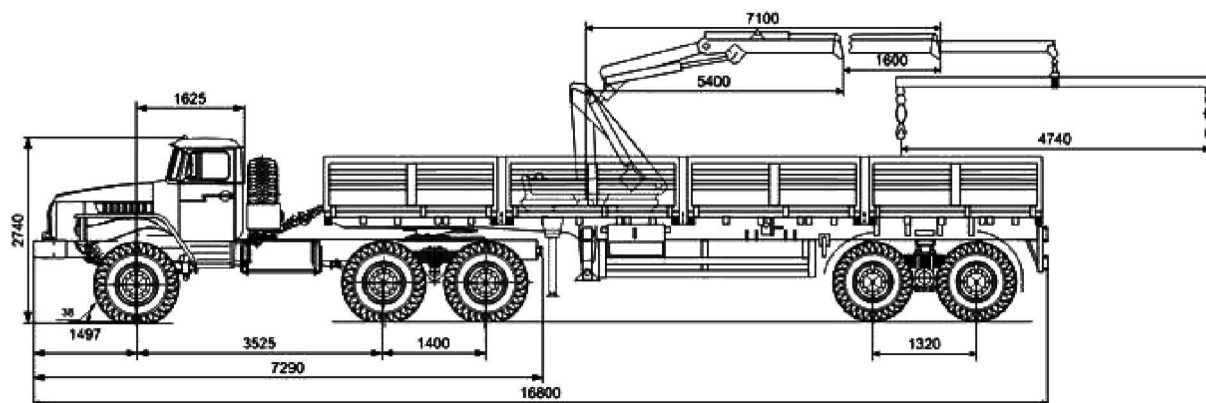


Рисунок 11 – Агрегат перевозки штанг АПС-89 на базе тягача Урал-44202

Техническая характеристика агрегата для перевозки штанг АПС-89:

Базовое шасси	Тягач Урал 44202-0321-41
Колесная формула	6×6
Максимальная скорость, км/ч	70
Полная масса автопоезда, кг	27050
Масса перевозимого груза, кг	12000
Емкость топливного бака, л	300
Дорожный просвет, мм	360
Основные характеристики крана-манипулятора КМУ-90	
вылет стрелы, м	8,40
грузовой момент, тонн·м	12,10
угол поворота, град	360

Продолжение – Техническая характеристика агрегата для перевозки штанг АПС-89

Двигатель	
модель/тип	ЯМЗ-236НЕ2 (дизельный, четырёхтактный, шестицилиндровый, с непосредственным впрыском топлива, V-образный, соответствует стандарту «Евро-3»)
рабочий объём, л	11,15
номинальная мощность при 2100 мин. ⁻¹ , кВт (л.с.)	169 (230)
максимальный крутящий момент при 1100–1300 мин. ⁻¹ , Н·мкгс/м	882 (90)
Трансмиссия	рулевое управление со встроенным гидравлическим усилителем двухстороннего действия
сцепление	ЯМЗ-182 (фрикционное, сухое, однодисковое, диафрагменное, с диафрагменной пружиной вытяжного типа)
коробка передач	ЯМЗ-236У (механическая, трехходовая, пятиступенчатая с синхронизаторами на 2, 3, 4, 5 передачах)
раздаточная коробка	механическая, двухступенчатая с блокируемым межосевым дифференциалом
карданная передача	открытая, с четырьмя валами, с шарнирами на игольчатых подшипниках
ведущие мосты	проходного типа с верхним расположением главной передачи

Техника безопасности при работе спецтехники по перевозке длинномерных грузов и спецагрегатов на примере АТЭ 6.

1. К работе на агрегате допускаются только лица, прошедшие специальное обучение по технике безопасности и правилам эксплуатации агрегата, закреплённые за агрегатом и отвечающие за его техническое состояние.

2. Соблюдать все правила техники безопасности, изложенные в инструкциях по эксплуатации автомобиля КраЗ-255Б1, гидрокрана 4030П и в настоящем паспорте.

3. Работа на неисправном агрегате запрещается.

4. Подъём груза весом более 750 кгс при максимальном вылете стрелы запрещается.

5. Подтаскивать тяжести под стрелу гидрокраном агрегата запрещается.

6. Погрузочно-разгрузочные работы гидрокраном агрегата под проводами линий электропередач запрещается.

7. При нахождении агрегата на пожаро- и взрывоопасных участках работать без включённого искрогасителя запрещается.

8. Нахождение обслуживающего персонала под поднимаемым грузом, на пути его перемещения, сзади кабельного барабана при его накатывании на агрегат, впереди при его скатывании и вблизи натянутого троса запрещается.

9. Накатывание и скатывание кабельного барабана без предохранительной оси запрещается.

10. При подъёме и опускании качающейся рамы находиться в зоне поворота откидных трапов запрещается.

11. Перевозка людей на платформе агрегата запрещается.

12. Работа лебёдки агрегата с несоответствующим предохранительным болтом запрещается.

13. Соблюдать особую осторожность при погрузке длинномерных погружных электродвигателей и насосов.

14. После погрузки оборудования проверить надёжность его крепления.

15. Следить за исправностью такелажных принадлежностей, крепления кабельного барабана и остального перевозимого оборудования, а также износом шарниров, тяг, траверс и крепления оборудования.

16. Подвергать их периодическим испытаниям.

17. Все грузозахватные приспособления должны быть испытаны и иметь клеймо допустимой нагрузки.
18. Техническое обслуживание агрегата должно производиться при выключенном двигателе автомобиля.
19. При погрузочно-разгрузочных работах в ночное время включить поворотную фару.
20. При движении агрегата поворотная фара должна быть выключена и повернута вперед.
21. Следить за исправностью задних сигналов и поворотной фары сзади кабины водителя и за правильностью прикрепления гибкого металлического рукава (оболочки проводов).
22. Периодически (не реже чем через 3 месяца) осматривать ленточный тормоз лебёдки и подтягивать его в случае необходимости.
23. Периодически проверять надёжность болтовых соединений креплений агрегата; подтягивать ослабление гайки, следить за целостью пружинных шайб.

Литература:

1. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Повышение износостойкости сопряжённых деталей нефтепромыслового и бурового оборудования : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 78 с.
2. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
3. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2002. – 584 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
7. 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.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. 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.
11. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
12. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.
16. Агрегаты для проведения капитального и текущего ремонта скважин. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac78a5d53a88521206c26_0.html
17. Березовский Д.А., Самойлов А.С. Анализ проведения капитального ремонта скважин с помощью агрегата «гибкая труба» в скважинах НГДУ «Фёдоровскнефть» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 120–144.

18. Дементьев В.Б., Иванова Т.Н., Коршунов А.И. Исследования физико-механических характеристик штанг глубиннонасосного оборудования при их изготовлении // 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. 159–163.

19. Казетов С.И. Метод проектирования оптимального технологического режима и типоразмера штангового насосного оборудования // 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. 180–182.

20. Савченко А.В., Березовский Д.А. Техника и технология проведения резки боковых стволов на месторождении Самотлор // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 97–120.

21. Уразаков К.Р., Тугунов П.М. Новый метод расчёта сроков планово-предупредительного ремонта УШСН на базе учёта интегрированного числа качаний // 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. 280–282.

22. Чудинов В.А., Якунин С.А. Анализ и обобщение опыта применения существующих технологий глушения скважин и их освоения после проведения капитального ремонта // 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. 279–282.

References:

1. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Increase in wear resistance of the interfaced details of oil-field and drilling equipment : manual. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 78 p.

2. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches for oil production. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – 182 p.

3. Arutyunov A.A., Bondarenko V. A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Moustaches. Practical calculations in drilling and oil-field practice. – Krasnodar: Prod. КубГТУ, 2014. – 55 p.

4. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Tekhnologiya Country Roads of capital and underground repairs of oil and gas wells. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2002. – 584 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Koshelev A.T., Moustaches S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Reconstruction and restoration of wells : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – 284 p.

12. Savenok O.V. Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – 86 p.

13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.

15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Face publishing house, 2016. – 290 p.

16. Units for carrying out capital and maintenance of wells. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac78a5d53a88521206c26_0.html

17. Berezovsky D.A., Samoylov A.S. The analysis of capital repair of wells by means of the «flexible pipe» unit in NGDU wells Fyodorovskneft // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 120–144.

18. Dementiev V.B., Ivanova T.N., Korshunov A.I. Researches of physicomachanical characteristics of bars of the glubinnonasosny equipment at their production // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 159–163.

19. Kazetov S.I. Design method of the optimum technological mode and standard size of the shtangovy pump equipment // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 180–182.

20. Savchenko A.V., Berezovsky D.A. The equipment and technology of carrying out kickoff of side trunks on the Samotlor field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3. – P. 97–120.

21. Urazakov K.R., Tugunov P.M. A new method of calculation of terms of planned and precautionary repair of UShSN on the basis of accounting of the integrated number of swings // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 280–282.

22. Chudinov V.A., Yakunin S.A. The analysis and synthesis of experience of use of the existing technologies of muffling of wells and their development after capital repair // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 279–282.

УДК 622.24.063

**ПОСТРОЕНИЕ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ
ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СВОЙСТВА
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА**

**THE BUILDING A REGRESSION MODEL TO DETERMINE
FACTORS AFFECTING THE PROPERTIES AND TECHNOLOGICAL
PARAMETERS OF THE DRILLING FLUID**

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

Руденко Сергей Иванович
сервисный координатор
sergey.rudenko@halliburton.com

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

Аннотация. В статье приведено построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора. При выводе уравнения регрессии использовалась зависимость, взятая из патента № 2104292 (Термосолестойкий буровой раствор). Рассмотрены описанные в патенте опыты. На основании анализа этих опытов строились все расчёты. Для анализа зависимостей состава бурового раствора была взята зависимость изменения количества защитного агента от изменения количества акриловой кислоты в составе бурового раствора. После выделения зависимости было построено корреляционное поле. По характеру расположения точек определена зависимость – она представляет собой линейную функцию.

Ключевые слова: термосолевым буровой раствор; функции бурового раствора; коллоидная фракция раствора; признаки буровых растворов; буровые растворы на водной основе; распределение коэффициентов линейной корреляции; построение регрессионной модели термосолестойкого бурового раствора.

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

Rudenko Sergey Ivanovich
Service Coordinator, BAROID
sergey.rudenko@halliburton.com

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

Annotation. The article presents the construction of a regression model to determine the factors influencing the properties and technological parameters of the drilling fluid. In deriving the regression equation, the dependence taken from patent No. 2104292 (Heat-resistant drilling mud) was used. The experiments described in the patent are considered. Based on the analysis of these experiments, all calculations were made. To analyze the dependencies of the composition of the drilling fluid, the dependence of the change in the amount of protective agent on the change in the amount of acrylic acid in the mud was taken. After separating the dependence, a correlation field was constructed. By the nature of the location of the points defined dependence – it is a linear function.

Keywords: thermosalt drilling mud; mud function; colloidal fraction of the solution; signs of drilling fluids; water based drilling fluids; distribution of linear correlation coefficients; building a regression model of a heat-resistant drilling mud.

Введение

Потребность принятия оптимального решения в различных сферах жизни возникает ежедневно. Чтобы спрогнозировать и корректно принять стратегическое решение, используют различные статистические модели и закономерности. Регрессионный анализ и построение модели является одним из применяемых в статистике методов.

Регрессионный анализ позволяет построить модель (однофакторная, многофакторная) и увидеть изменение средних значений результативного признака от факторов, влияющих на данный признак.

Одной из главных статей расходов при бурении скважин становится стоимость бурового раствора, которая увеличивается в связи с поддержанием определённых технических свойств раствора. Получение оптимального состава бурового раствора является од-

ной из важных целей лабораторных исследований. На основе данных, полученных эмпирическим путём, возможно построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора.

На свойства буровых растворов также влияют такие факторы как:

- свойства горных пород;
- высокие пластовые температуры;
- минерализованные пластовые воды;
- пластовый газ;
- давление;
- гидродинамические эффекты.

Необходимость поиска решений по совершенствованию состава буровых растворов обусловлено широким спектром выполняемых функций:

- удерживание и удаление выбуренных частиц пород из-под долота, её транспорт на поверхность;
- охлаждение долота;
- создание давления на стенки скважин для предупреждения водо-, нефте- и газопроявлений;
- передача энергии гидравлическому забойному двигателю;
- обеспечение сохранения проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии.

Выбор типа бурового раствора зависит от геологических условий.

Изменение каждого элемента в буровом растворе влечёт за собой изменение характеристик бурового раствора и в результате недопущения критического изменения состава бурового раствора возможно применять методы статистического анализа.

Данные методы помогут оценить возможность изменения состава бурового раствора и составить уравнение, описывающее изменение состава бурового раствора.

Характеристика термосолевого бурового раствора

Разрушение горных пород происходит вследствие отрыва, сдвига, среза или скалывания. При растяжении, горные породы разрушаются преимущественно на отрыв, а при сжатии на скалывание. Разрушение горной породы, в большей степени происходит по контактными поверхностям между отдельными минеральными зёрнами. Этот процесс происходит постепенно и требует времени. Продолжительность разрушения горной породы зависит от температуры, нагрузок, активности среды, напряжённого состояния и прочих факторов.

Процесс разрушения горных пород при бурении скважины может быть поверхностным или объёмным. Поверхностное разрушение сводится к истиранию, дроблению, выламыванию породы и, как правило, является неэффективным. Ввиду неэффективности поверхностного разрушения, остановимся на более подробном рассмотрении процесса объёмного разрушения горной породы.

Бурение долотом можно рассматривать как вдавливание в горную породу штампа с плоским и криволинейным основаниями. С увеличением степени нагрузки на штамп меняется скорость деформации. Существует три вида напряжённого состояния породы под штампом:

- уплотнение;
- предельное равновесие;
- разрушение.

Цикл разрушения горных пород состоит из этих трёх состояний.

1. Под уплотнением имеется в виду затухание деформации, когда её скорость уменьшается до нуля. В процессе разрушения горной породы уплотнение характеризуется поверхностным разрушением.

2. Под предельным равновесием понимают разрывы и сдвиги, когда не наблюдается затухания скорости деформации, наоборот, при определённой нагрузке она становится постоянной. С увеличением напряжений в горной породе увеличивается количество трещин, и возникают следующие друг за другом сдвиги. Длительность раз-

рушения в этом состоянии зависит от нагрузки и условий, в которых производится процесс разрушения. При этом происходит объёмное разрушение горной породы.

3. Под разрушением понимают состояние прогрессивного увеличения деформаций, продолжительностью в долях секунды, характеризующееся объёмным разрушением.

При ударном воздействии механическое разрушение горных пород происходит при напряжениях, которые соответствуют пределу прочности, но меньше критических. При ударах с определённой силой, соответствующей определённому верхнему пределу, разрушение горной породы происходит после одного удара. В случае уменьшения значения силы до определённого нижнего предела для разрушения породы необходимо увеличение количества ударов в одну и ту же точку. При определённом значении силы, соответствующем определённому нижнему пределу, разрушение породы не будет производиться при любом количестве ударов.

Фактор разрушения горных пород при циклических напряжениях обусловлен их усталостью. При напряжениях, близких к пределу усталости породы, для её разрушения необходимо некоторое число циклов нагружения.

Исследуя различные способы разрушения горной породы, было установлено, что при вдавливании штампа с погружением на 0,1–0,25 мм длительность цикла разрушения составляет всего 0,002 секунды. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что процесс разрушения скальных пород происходит без внедрения зубьев долота. При длительном контакте зубьев с породой они погружаются в продукты её разрушения. Для достижения максимального разрушительного эффекта необходимо не мгновенное воздействие с большой силой, а продолжительное воздействие с меньшей силой.

Применение бурового раствора способствует быстрому, безаварийному и качественному бурению скважин.

Буровой раствор состоит из водной фазы и включённых в него различного рода добавок, меняющих его реологические свойства. Включение различного рода добавок необходимо в результате неоднородности поверхности земной коры. Каждая добавка используется для определённого рода пород при разбурировании. Нет идеального раствора, который бы удовлетворял всем нуждам одновременно.

Буровой раствор – это многокомпонентная система, в которой имеется множество прямых и косвенных зависимостей. Для того чтобы оценить влияние различного рода факторов на изменение состава бурового раствора, возможно применять статистические методы обработки данных.

На успех бурения скважин влияет в значительной степени состав и свойства буровых растворов, которые обеспечивают безаварийность и безопасность ведения работ на высоких скоростях бурения и качественном вскрытии продуктивного горизонта. Применение буровых растворов с регулируемыми свойствами оправданно требует значительных средств с целью экономии затрат времени на работы, связанные с авариями, осложнениями, проработками и промывками, длительностью и результатами освоения.

Функции бурового раствора:

1. Смазка и охлаждение элементов КНБК.

Силы трения при бурении возникают в каждой точке КНБК. Использование бурового раствора уменьшает коэффициент трения, тем самым охлаждает все элементы КНБК, подвергающиеся нагреву. Части КНБК всегда находятся в движении и для недопущения преждевременного выхода их из строя необходимо смазывать, эту функцию также будет выполнять буровой раствор. Буровой раствор образует на стенках скважины отложения, препятствующие ГНВП и уменьшающие коэффициент трения. В буровой раствор также добавляются присадки, улучшающие смазывающие характеристики и охлаждение КНБК.

2. Вынос разбуриваемой породы.

В процессе бурения из скважины необходимо извлекать разбуриваемую породу. Важнейшей функцией бурового раствора является удаление частиц выбуренной и обвалившейся породы из скважины на поверхность. Применение правильно подобранного раствора позволяет увеличить скорость бурения, уменьшить усталость оборудования, позволяет выносить разбуриваемую породу на поверхность без изменений реологических свойств бурового раствора. При выборе бурового раствора исходят из геоло-

гических данных, подбирая раствор с определённым удельным весом, обладающей достаточной вязкостью и динамическим напряжением сдвига, необходимый для эффективного разбуривания пород. Особое влияние уделяют таким параметрам как скорость осаждения частиц, водоотдачи. Данные параметры влияют на скорость бурения и выноса бурового шлама на поверхность.

Основные свойства буровых растворов зависят от размера, формы и химического состава взвешенных в нём частиц. По размеры эти частицы удобно разделить на три группы:

1) коллоиды размером от 0,1 до 2 мкм, определяющие вязкостные и фильтрационные свойства раствора;

2) илы, утяжелители с размером частиц от 1 до 70 мкм, обеспечивающие необходимую плотность раствора;

3) песок с размером частиц от 50 до 400 мкм, которые хотя и закупоривают крупные отверстия в некоторых очень пористых пластах, в остальном оказывают отрицательное воздействие в силу высокой абразивности.

Коллоидная фракция раствора обладает высокой активностью благодаря очень малому размеру частиц по отношению к их массе. Такая дисперсная система отличается большой удельной поверхностью, а поведение частиц и раствора в целом определяется главным образом электростатическими зарядами на их поверхностях, которые способствуют развитию сил притяжения/отталкивания между частицами. Особо активными коллоидами являются глинистые минералы, которые отличаются как по форме (мельчайшие кристаллические пластинки и пакеты из таких пластинок), так и молекулярным строением этих частиц. Благодаря особому строению кристаллической решётки активных глинистых минералов, на базальных поверхностях частиц образуются сильные отрицательные заряды, а также положительные заряды на рёбрах и гранях. Взаимодействие между этими противоположными зарядами при низких скоростях течения сильно влияет на вязкость глинистых растворов и является причиной обратимого структурообразования, когда раствор находится в состоянии покоя.

В природе глины состоят из различных минералов, таких как монтмориллонит, иллит и коалинит, из которой наибольшей активностью обладает монтмориллонит.

При взаимодействии с водой глина набухает вследствие гидратации базальных плоскостей и ориентированных около них противоионов (Ca, Na, Mg). В результате такой гидратации образуется суммарная гидратная оболочка, обладающая упругими свойствами и, вследствие этого, давление набухания достигает больших величин. При механическом воздействии на смесь глины с водой происходит расслоение пакетов по базальным плоскостям и их разлом по рёбрам и граням с образованием глинистого раствора. Такая первичная дезинтеграция глины в воде называется диспергированием.

Буровые растворы подразделяются по признакам:

1. По виду дисперсной среды:

- растворы на водной основе (с водной дисперсной средой);
- растворы на углеводородной основе РУО;
- газообразные.

2. По виду дисперсной фазы:

- дисперсии, суспензии (с твердой фазой);
- эмульсии (с жидкой фазой);
- газожидкостные смеси (азрированные растворы);
- с конденсированной твердой фазой;
- комбинированные.

3. По составу дисперсной фазы:

- глинистые;
- силикатно-гуминовые;
- меловые;
- гипсовые;
- алюминатные;
- хлоркальциевые;
- хлоркалиевые.

4. В зависимости от обработки химическими реагентами:
 - обработанные;
 - необработанные.
5. В зависимости от условий использования:
 - в нормальных геологических условиях;
 - в осложнённых геологических условиях.
6. По способу приготовления:
 - естественные, (насыщенные из горных пород самозамесом);
 - искусственно приготовленные.
7. По степени минерализации хлоридом натрия (NaCl):
 - пресные и слабоминеральные до 0,5 %;
 - средней минерализации от 1 до 3,5 %;
 - высокоминерализованные до 10 %.

Основную долю буровых растворов занимают буровые растворы на водной основе. Широкое использование буровых растворов на водной основе связано с минимальными затратами на производство таких растворов. Техническая вода она используется повсеместно и является недорогим основным составляющим в буровом растворе. Основа – дисперсионная среда, это техническая вода.

Для оценки качества технической воды вводят такие понятия как жёсткость степень минерализации и состав.

Степень минерализации показывает количество растворенных солей в 1 литре воды.

По степени минерализации разделяют 4 основных группы:

- пресные – до 1 г/л;
- солоноватые – 1–10 г/л;
- солёные – 10–50 г/л;
- рассолы > 50 г/л.

От состава минерализации воды зависит использование её в качестве самостоятельного агента для очистки скважины.

Все соли, растворённые в составе воды, несут в себе коррозионные свойства по отношению к окружающей их природе. Коррозионное свойство минерализованной воды проявляется на металле, цементном камне, и несёт разрушающий эффект.

Качественные буровые растворы изготавливают из воды с общей жёсткостью не более 3–4 мг-экв/л. В качестве смягчителей жёсткой воды используют такие добавки, как NaOH, Na₂CO₃ и Na₃PO₄×10H₂O.

Степень гидратации глин и минерализация воды оказывает большое влияние на расход химических реагентов, используемых для уменьшения минерализации воды и недопущения разбухания глин.

Вода – это самое распространённое вещество на планете Земля. Поэтому она является самым доступным и дешевым очистным агентом, применяемым в бурении. Она также обладает малой вязкостью, низкой плотностью и высокой охлаждающей способностью.

Все эти свойства воды обеспечивают эффективную работу, поддерживают высокую скорость бурения, минимизируя нагрузку на буровые насосы и на гидравлические забойные двигатели. Из-за того, что вода обладает малой вязкостью, она не может удерживать во взвешенном состоянии буровой шлам в перерывах в работе – остановках. Также из-за воды происходит набухание, гидратация и диспергирование глин. Поэтому применение воды как буровой раствора возможно лишь при производстве работ по бурению на неглубоких скважинах, которые состоят из твёрдых неглинистых пород карбонатно-песчаного типа, а также при бурении в водоносных горизонтах.

При проникновении воды в продуктивные пласты снижается коллекторские свойства (пропускная способность породы) это влияет на эффективность эксплуатации скважины, из-за того, что создаётся водяной барьер и образуются устойчивые водонефтяные эмульсии, которые препятствуют притоку нефти в скважину, это влияние воды на призабойную зону пласта сказывается на эффективности освоения и дальнейшей эксплуатации скважины.

Вода имеет свойство замерзать при температурах ниже 0 °С, это так же сказывается как отрицательный фактор применения воды в качестве бурового раствора. Поэтому, исходя из данных фактов, для бурения применяют растворы на водной основе, но уже эти растворы включают в себя ряд элементов, изменяющих свойства воды.

Полимерные растворы для бурения – это растворы высокомолекулярных веществ (ВМВ) на основе воды. Молекулы таких веществ построены способом многократного повторения мономера – одного и того же звена. В полимерном растворе имеются такие вещества как акрилаты и полисахариды.

Высокомолекулярные вещества подразделяются на полиэлектролиты и неэлектролиты.

Полиэлектролиты – это вещества, в основе которых лежат акриловые полимеры, а также бывают полиэлектролиты, в основе которых лежат водорастворимые эфиры целлюлозы. Такие реагенты при растворении в воде образуют простой катион и сложный анион.

Неэлектролиты – это крахмальные реагенты, которые содержат полярные группы, не имеющие заряда.

Последняя группа реагентов из-за отсутствия полиэлектролитных свойств и трудностей в хранении для получения полимерных растворов используется крайне редко.

Полимерные растворы впервые нашли своё применение в США в 60-х годах, а в нашей стране в 70-х годах прошлого столетия.

Основными особенностями полимерных растворов, определяющими их успешное применение для целей бурения, являются:

1. Псевдопластичные свойства, благодаря которым полимерные растворы обладают хорошей очистной, несущей (транспортирующей) и удерживающей способностью. Это обеспечивается тем, что при малых скоростях сдвига, имеющих место в затрубном пространстве скважин, вязкость полимерных растворов во много раз превышает вязкость воды, а при высоких скоростях сдвига, характерных для промысловых каналов долот, их вязкость близка к вязкости воды.

2. Способность создавать на стенках скважин полимерную плёнку, препятствующую проникновению фильтрата в поры горных пород. Это обусловлено проявлением полимерными растворами полиэлектролитных свойств, обеспечивающих благодаря наличию зарядов адсорбцию молекул полимера на стенках скважин, а также на частицах выбуренных пород. Последнее, т.е. адсорбция молекул полимера на частицах выбуренных пород, обеспечивает улучшение очистки бурового раствора от шлама вследствие процесса флокуляции.

3. Длинноцепочечные полимеры обладают уникальной способностью снижать гидравлические сопротивления при турбулентном режиме течения (эффект Томса, 1949 г.). Экспериментально установлено, что добавки некоторых высокомолекулярных веществ позволяют снизить гидравлические сопротивления по сравнению с растворителем (водой) на 80 %.

Полимерные растворы по своим функциональным свойствам существенно превосходят техническую воду, а в ряде случаев и качественные глинистые растворы, т.е. являются весьма перспективными очистными агентами при бурении в условиях отсутствия флюидопроявлений (бурении при равновесии давления в системе «ствол скважины – пласт»).

Недостатки полимерных растворов:

- дефицитность отечественных высокомолекулярных веществ (потребность в полимерных реагентах удовлетворяется на 35–40);

- высокая стоимость импортных высокомолекулярных веществ;

- низкая стойкость к воздействию поливалентных металлов (ионов кальция).

Все буровые растворы имеют добавки, изменяющие их свойства, но не каждая добавка может быть использована как в растворе на водной основе, так и в растворе на полимерной основе.

В природе имеются пласты с аномально высокой температурой, а также солевые пласты. Для недопущения ухудшения свойств бурового раствора и потери проходки необходимо использовать специальные буровые растворы – термосолестойкие буровые растворы.

Термосолестойкий буровой раствор – это буровой раствор на водной основе, содержащий глину, воду, защитный реагент-понижитель водоотдачи, в качестве защитного реагента-понижителя водоотдачи содержит тройной акриловый сополимер, включающий акриламид (АА) или метакриламид (МАО), акриловую (АК) или метакриловую кислоту (МАК), нитрил акриловой кислоты (НАК) при следующем соотношении мономеров, масс. %: акриламид или метакриламид 20,0–57,5; акриловая или метакриловая кислота 10,0–50,0; нитрил акриловой кислоты 17,5–50,0, причём компоненты бурового раствора взяты в следующем соотношении, на 1 масс. ч. защитного реагента: указанный защитный реагент 1 масс. ч. (0,3–4,0 масс. %); глина 1,25–40,00 масс. ч. (5,0–30,0 масс. %); вода 16,5–316,0 масс. ч. (67,0–94,7 масс. %).

Буровой раствор дополнительно в случае технологической необходимости может содержать функциональные технологические добавки, например, разжижитель-понижитель вязкости, пеногаситель, утяжелитель, например, мел, баритовый концентрат и т.п., смазывающие добавки и др.

Буровые растворы готовят на лабораторных мешалках лопастного типа общепринятым способом. В технической пресной воде распускается до полного набухания коллоидная глина, например, бентонит, палыгорскит и др. В полученную глинистую суспензию при работающем перемешивающем устройстве вводят постепенно водный концентрат защитного полимерного реагента или сухого полимера, предварительно растворенного в заданном количестве технической воды. Количество воды, вводимой с водным концентратом полимера, учитывают в общем количестве водной основы приготавливаемого бурового раствора. Растворение в процессе приготовления водного концентрата предлагаемого в качестве защитного агента бурового раствора сополимера вышеназванного состава не вызывает затруднений и не требует предварительного подщелачивания технической воды. После тщательного перемешивания на мешалке в течение не менее 6 часов буровой раствор готов для определения показателей. Минерализацию приготовленных буровых растворов проводят хлоридом натрия, хлоридом кальция и хлоридом магния (в виде порошков) при перемешивании раствора.

Термосолестойкость растворов определяют по уровню фильтрационных свойств, оцениваемых показателем «водоотдача» после термостатирования при заданной температуре в течение 5 часов и охлаждения, а также при заданной температуре в фильтр-прессе ФП-200 в моделируемых забойных условиях.

Буровой раствор, включающий в своем составе в качестве защитного реагента-понижителя водоотдачи предлагаемый сополимер, в сравнении с аналогами обладает преимуществом по стойкости к полиминеральной агрессии в условиях действия высоких температур и позволяет вести бурение скважин в сложных геологических условиях. Дополнительным преимуществом раствора является его высокая технологичность в процессе обработки защитным полимерным реагентом, т.к. большинство из известных защитных реагентов, применяемых в качестве понижителей водоотдачи буровых растворов, нерастворимы или малорастворимы в холодной технической воде и требуют предварительного подщелачивания водной основы гидрооксидами щелочных металлов до рН 9-11, что в значительной мере снижает термостойкость буровых растворов. Кроме того, необходимость поддержания в растворе рН более 6–9 отрицательно сказывается на сроке службы бурового инструмента, в частности, легкосплавных бурильных труб (ЛБТ), применяемых в глубоком и сверхглубоком бурении и изготавливаемых их алюминиевых сплавов, что связано с дополнительными материальными затратами.

Буровой раствор совместим с буровыми глинистыми растворами на водной основе, используемыми в качестве понижителей водоотдачи другие известные полимеры, например производные целлюлозы и акрилаты, позволяет проводить утяжеление традиционными утяжелителями (мел, барит и т.п.), применять в своём составе понижители вязкости (разжижители, структурообразователи и другие обычно применяемые функциональные добавки) для регулирования технологических свойств бурового раствора.

Проанализировав состав бурового раствора, выделяют для статистического анализа такие показатели, как количество акриловой кислоты и защитного реагента в составе бурового раствора. Рассмотрим изменение показателей защитного реагента в зависимости от изменения количественного включения акриловой кислоты непосред-

ственно в процессе приготовления бурового раствора. Для того чтобы количественно оценить и построить регрессионную модель необходимо иметь зависимость показателей акриловой кислоты и защитного реагента.

Основы статистического анализа

Согласно теории корреляции с изменением одного признака меняется распределение другого. Применение теории корреляции позволяет установить, какая должна быть зависимость между признаками X и Y , если посторонние факторы не изменялись и своим изменением не искажали истинную статистическую зависимость.

Первая задача – поиск модели, решение которой это нахождение корреляционной зависимости между признаками X и Y . При парной корреляции для её решения применяют графический метод. Если в корреляционном поле точки (x_i, y_i) хорошо ложатся на прямую, то связь между признаками X и Y носит линейный характер. Если точки хорошо ложатся на кривую, то связь будет криволинейной. Исходя из геометрических соображений, выбирают уравнение линии, которое называют *уравнением регрессии*, и находят неизвестные параметры, входящие в уравнение.

Вторая задача – изучение свойств модели. Вычисляется теснота связи между признаками, включёнными в модель, по коэффициенту r корреляции (в случае линейной корреляции) или по корреляционным отношениям η_{yx} , η_{xy} (в случае криволинейной корреляции).

Третья задача – выявление степени адекватности построенной корреляционной модели (проверяется соответствие полученного уравнения регрессии опытным данным). Если данная модель оказалась не адекватной, то всё начинается сначала – строят новую модель.

Для решения вопросов, связанных прогнозированием производственных, технических и экономических параметров, применяют методы корреляционного анализа. Метод корреляционного анализа подразделяется на 2 основных типа переменных количественных признаков: независимые переменные (факторные признаки) и зависимые переменные (результативные признаки).

При анализе отношений между переменными признаками надо, прежде всего, установить, к какому типу зависимостей относится эта связь.

Взаимосвязь между признаками X и Y называется *корреляционной*, если каждому возможному значению x_i признака X сопоставляется условная средняя соответствующего распределения признака Y .

Среднее арифметическое значение признака Y , вычисленное при условии, что признак X принимает фиксированное значение x_i , называется *условным средним*, обозначается через \bar{y}_{x_i} и вычисляется по формуле:

$$\bar{y}_{x_i} = \frac{\sum n_{ij} \cdot y_j}{n_{x_i}}, \quad (1)$$

где n_{ij} – частоты, показывающие, сколько раз повторяются парные значения x_i, y_i в данной выборке; n_{x_i} – частота появления значения x_i .

Среднее арифметическое значение признака X , вычисленное при условии, что признак Y принимает фиксированное значение y_i , называется *условным средним*, обозначается через \bar{x}_{y_i} и вычисляется по формуле:

$$\bar{x}_{y_i} = \frac{\sum n_{ij} \cdot x_j}{n_{y_i}}. \quad (2)$$

Предположим, что на основе геометрических, физических или других соображений установлено, что между двумя количественными признаками X и Y существует линейная корреляционная зависимость. Если признаки подчиняются нормальному закону распределения, то уравнение регрессии записывают в виде:

$$\hat{y}_x = a_0 + a_1 \cdot x, \quad (3)$$

В уравнении регрессии (3) параметр a_0 характеризуют усреднённое влияние на результативный признак Y неучитенных (не выявленных для исследования) факторных признаков X_i . Параметр a_1 показывает, на сколько изменяется в среднем значение результативного признака Y при увеличении факторного признака на единицу.

В случае линейной корреляционной зависимости между признаками X и Y , если нет уверенности в том, что эти признаки подчиняются нормальному закону распределения, уравнения регрессий находят по формулам:

$$\hat{y}_x = \bar{y} + r \cdot \frac{S_y}{S_x} \cdot (x - \bar{x}); \quad (4)$$

$$\hat{x}_y = \bar{x} + r \cdot \frac{S_x}{S_y} \cdot (y - \bar{y}), \quad (5)$$

где \bar{x} , \bar{y} – выборочные средние признаков X и Y ; S_x , S_y – выборочные средние квадратические отклонения признаков X и Y , вычисляемые по формулам:

$$\hat{S}_x = \sqrt{\hat{S}_x^2}, \text{ где } \hat{S}_x^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (n < 50), \quad (6)$$

$$\hat{S}_y = \sqrt{\hat{S}_y^2}, \text{ где } \hat{S}_y^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (n < 50). \quad (7)$$

При $n \geq 50$ S_x и S_y находят по формулам:

$$S_x = \sqrt{S_x^2}, \text{ где } S_x^2 = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2; \quad (8)$$

$$S_y = \sqrt{S_y^2}, \text{ где } S_y^2 = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2, \quad (9)$$

где \overline{xy} – средняя произведения значений признаков X и Y ; \bar{x} , \bar{y} – средние значения признаков X и Y ; S_x , S_y – выборочные средние квадратические отклонения признаков X и Y , вычисленные по формулам (6) и (7), если $n < 50$, или по формулам (8) и (9), если $n \geq 50$.

После выбора функции как формы корреляционной зависимости между признаками X и Y решается задача, состоящая в определении тесноты связи между ними. Для этого используют выборочный коэффициент r корреляции, который вычисляют по формуле (10). Линейный коэффициент корреляции изменяется на отрезке $[-1; 1]$, т.е. $|r| \leq 1$. Если $r = \pm 1$, то корреляционная зависимость становится функциональной. При $r = +1$ эта зависимость прямая, при $r = -1$ связь обратная.

Если $r = 0$, то линейная связь между признаками X и Y отсутствует, но может существовать криволинейная корреляционная связь или нелинейная функциональная.

Коэффициент линейной корреляции r находят по формуле:

$$r = \frac{\overline{xy} - \bar{x} \cdot \bar{y}}{S_x \cdot S_y}. \quad (10)$$

Таблица 1 – Распределение коэффициентов линейной корреляции

Теснота связи	Величина r	
	прямая связь	обратная связь
Линейной связи нет	от 0 до 0,2	от 0 до -0,2
Слабая	от 0,2 до 0,5	от -0,2 до -0,5
Средняя	от 0,5 до 0,75	от -0,5 до -0,75
Сильная	от 0,75 до 0,95	от -0,75 до -0,95
Функциональная	от 0,95–1	от -0,95 до -1

Значимость выборочного коэффициента корреляции проверяют по критерию Стьюдента. По опытным данным находят статистику t_p , пользуясь формулой:

$$t_p = \frac{|r| \cdot \sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}}. \quad (11)$$

Затем по таблице критических точек распределения Стьюдента по заданному уровню значимости α и числу степеней свободы $k = n - 2$ находят табличное значение $t_{кр}$ двусторонней критической области. Если $t_p < t_{кр}$, то r – незначимый (мало отличается от нуля) и признаки X и Y некоррелированы. Если $t_p > t_{кр}$, то приходят к выводу о наличии линейной корреляционной связи.

Коэффициент корреляции, как правило, рассчитывается по данным выборки. Чтобы полученный результат распространить на генеральную совокупность, приходится допустить некоторую ошибку, которую оценивают с помощью средней квадратичной ошибки σ_r . С помощью σ_r производят оценку надёжности коэффициента корреляции, построив доверительные интервалы для различных объёмов выборки. Пусть число n наблюдений пар чисел $(x; y)$ меньше 50 ($n < 50$). В этом случае средняя квадратическая ошибка σ_r вычисляется по формуле:

$$\sigma_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-2}}, \quad (12)$$

где r – коэффициент парной линейной корреляции; n – объём выборки.

Доверительный интервал для оценки r находят по формуле:

$$r - t_\gamma \cdot \sigma_r \leq \hat{r} \leq r + t_\gamma \cdot \sigma_r, \quad (13)$$

где t_γ находят по таблице значений функции Лапласа $\Phi(x)$.

Если задать надёжность $\gamma = 0,95$, то $\Phi(x) = \frac{\gamma}{2} = 0,475$ и $t_\gamma = 1,96$.

Если объём выборки $n > 50$, то погрешность σ_r для коэффициента корреляции r находят также по формуле (13). Затем вычисляют отношение $\frac{r}{\sigma_r}$. Если это отношение

больше 3, то можно считать, что найденный коэффициент корреляции r отражает истинную зависимость между признаками X и Y .

Величина $r - 3 \cdot \sigma_r$ является гарантийным минимумом, а величина $r + 3 \cdot \sigma_r$ гарантийным максимумом коэффициента корреляции r и доверительный интервал для оценки r запишется в виде:

$$r - 3 \cdot \sigma_r \leq \hat{r} \leq r + 3 \cdot \sigma_r. \quad (14)$$

Линейный коэффициент корреляции показывает, является ли эта связь прямой или обратной, а также оценивает тесноту взаимосвязи между признаками. Однако понятия тесноты взаимосвязи бывает недостаточно при содержательном анализе взаимосвязей. Коэффициент корреляции не показывает степень воздействия факторного признака X на результативный Y . Степень воздействия факторного признака на результативный показывает коэффициент детерминации.

Пусть по опытным данным для признаков X и Y получены уравнения регрессий $\hat{y}_x = a_0 + a_1 x$ и $\hat{x}_y = b_0 + b_1 y$. Величину $a_1 b_1 = r^2$ называют коэффициентом детерминации. Этот коэффициент детерминации можно находить и по формуле:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \hat{y}_{x_i})^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}, \quad (15)$$

где y_i – опытные значения признака Y ; \hat{y}_{x_i} – значения y , найденные по уравнению регрессии; \bar{y} – средняя признака Y .

Формулой (15) пользуются тогда, когда общее число значений y_i равно числу значений x_i признака X .

Коэффициент детерминации используется, во-первых, для контроля вычислений, проводимых при получении уравнений регрессий ($r^2 = a_1 \cdot b_1$) и, во-вторых, он показывает, какую часть рассеяния результивного признака Y можно объяснить принятой регрессионной моделью.

Для проверки соответствия уравнения регрессии $\hat{y}_x = a_0 + a_1 \cdot x$ опытными данными применяют критерий Фишера-Снедекора. Вычисляют статистику F_H по формуле:

$$F_H = \frac{R^2 \cdot (n-2)}{1-R^2}, \quad (16)$$

где R^2 – коэффициент детерминации; n – объем выборки.

Чем ближе значение R^2 к единице, тем лучше модель согласуется с опытными данными. Затем при заданном уровне значимости α и числах степеней свободы $k_1 = 1$, $k_2 = n - 2$ находят по таблице критических точек распределения Фишера-Снедекора $F_m = F_{\alpha; k_1; k_2}$.

Если окажется, что $F_H > F_m$, то полученное уравнение линейной регрессии согласуется с опытными данными. Если $F_H < F_m$, то модель регрессии не согласуется с данными опыта.

Формулой (16) пользуются тогда, когда исходные данные заданы не в виде корреляционной таблицы. Если опытные данные заданы в виде корреляционной таблицы, то проверку модели на адекватность можно выполнить тогда, когда общее число значений y_i больше числа значений x_i . В этом случае находят остаточную сумму квадратов Q_e , характеризующую влияние неучтенных в модели факторов, по формуле:

$$Q_e = Q - Q_R, \quad (17)$$

где $Q = \sum (y_i - \bar{y})^2$ – сумма квадратов отклонений значений y_i от средней \bar{y} ,
 $Q_R = \sum (\bar{y}_{x_i} - \bar{y})^2$ – сумма квадратов отклонений условных средних \bar{y}_{x_i} от средней \bar{y} .

Затем вычисляется статистика F_H по формуле:

$$F_H = \frac{Q_R \cdot (n-2)}{Q_e}. \quad (18)$$

По таблице критических точек распределения Фишера-Снедекора при заданном уровне значимости α и числах степеней свободы $k_1 = 1$, $k_2 = n - 2$ находят $F_m = F_{\alpha; k_1; k_2}$. Если $F_H > F_m$, то модельное уравнение регрессии значимо описывает опытные данные, в противном случае ($F_H < F_m$) – нет.

После проверки модельного уравнения линейной регрессии на адекватность находят относительную погрешность уравнения по формуле:

$$\delta = \frac{\sigma_u}{y} \cdot 100 \%, \quad (19)$$

где σ_u – стандартная ошибка уравнения регрессии ($\sigma_u = \sqrt{D_u}$); $D_u = \frac{\sum (u_i - \bar{u})^2}{n-2}$ – остаточная дисперсия; $u_i = y_i - \hat{y}_{x_i}$, y_i – опытные значения y ; \hat{y}_{x_i} – значения y , полученные по уравнению регрессии; $\bar{u} = \frac{1}{n} \cdot \sum (y_i - \hat{y}_{x_i})$ – среднее значение u_i ; n – объем выборки.

Если величина δ мала, то прогнозные качества оценённого регрессионного уравнения высоки. Одновременно производят оценку коэффициентов уравнения регрессии $\hat{y}_x = a_0 + a_1 \cdot x$. Пусть S_{a_0} и S_{a_1} – стандартные ошибки соответственно коэффициентов a_0 и a_1 уравнения регрессии. Их вычисление производят по формулам:

$$S_{a_0} = S_y \sqrt{1 - r^2} \cdot \sqrt{\frac{[x^2]}{n[x^2] - [x]^2}}; \quad (20)$$

$$S_{a_1} = S_y \sqrt{1 - r^2} \cdot \sqrt{\frac{n}{n[x^2] - [x]^2}}. \quad (21)$$

Коэффициенты a_0 и a_1 считаются значимыми, если $2S_{a_i} < |a_i|$. Если же коэффициенты a_0 и a_1 незначимы, то ситуацию можно поправить путём увеличения объёма выборки n , увеличения числа факторов, включаемых в модель или изменения формы уравнения связи.

Построение регрессионной модели термосолестойкого бурового раствора

Проведём статистический анализ и построим регрессионную модель термосолестойкого бурового раствора. В состав термосолестойкого бурового раствора входит помимо стандартных добавок акриловая кислота и защитный реагент. Зависимость изменения в массовых процентах акриловой кислоты X (масс. %) к массовому содержанию защитного реагента Y (масс. %) характеризуется следующими данными:

Таблица 1 – Содержание реагентов в буровом растворе, %

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	13	14
Акриловая кислота (X)	20	20	20	35	35	35	50	10	35	35	22,5	22,5	50	50
Защитный реагент (Y)	2	2	2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2	2	3	3	4,0	4,4

Для решения задачи способами корреляционного анализа определим, какой из указанных в условии показателей выбрать за факторный признак, а какой за результативный. На основании анализа зависимости количества защитного реагента от количества акриловой кислоты в составе бурового раствора, при этом за факторный признак X следует принять количество акриловой кислоты, а количество защитного реагента за результативный признак Y .

Для определения формы связи между признаками X и Y строим точки (x_i, y_j) , пользуясь таблицей 1. Около построенных точек проводим линию тренда (на рис. 1 – прямая линия). По расположению точек около линии тренда возможно сделать вывод о том, что связь между количеством акриловой кислоты и защитного реагента может носить линейный характер.

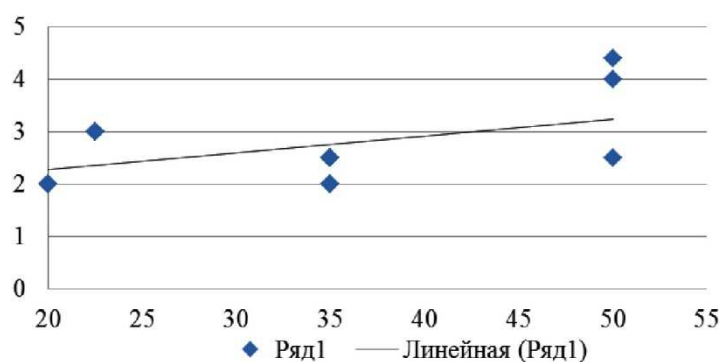


Рисунок 1 – Линия тренда

Произведём расчёт статистик \bar{x} , \bar{y} , S_x , S_y , r , которые войдут в уравнения линейных регрессий для этого составим расчётную таблицу 2.

Таблица 2 – Данные расчёта параметров

№ опыта	x_i	$x_i - \bar{x}$	$(x_i - \bar{x})^2$	y_i	$y_i - \bar{y}$	$(y_i - \bar{y})^2$	x^2	xy
1	20	-11,43	130,61	2	-0,64	0,40	400	40
2	20	-11,43	130,61	2	-0,64	0,40	400	40
3	20	-11,43	130,61	2	-0,64	0,40	400	40
4	35,0	3,57	12,76	2,5	-0,14	0,02	1225	87,5
5	35,0	3,57	12,76	2,5	-0,14	0,02	1225	87,5
6	35,0	3,57	12,76	2,5	-0,14	0,02	1225	87,5
7	50	18,57	344,90	2,5	-0,14	0,02	2500	125
8	10	-21,43	459,18	2,5	-0,14	0,02	100	25
9	35	3,57	12,76	2	-0,64	0,40	1225	70
10	35	3,57	12,76	2	-0,64	0,40	1225	70
11	22,5	-8,93	79,72	3	0,36	0,13	506,25	67,5
12	22,5	-8,93	79,72	3	0,36	0,13	506,25	67,5
13	50,0	18,57	344,90	4	1,36	1,86	2500	200
14	50	18,57	344,90	4,4	1,76	3,11	2500	220
Итого:	440		2108,93	36,9		7,35	15937,5	1227,5

Пользуясь результатами суммы строк таблицы 2, согласно формулам (6) и (7), находим:

$\bar{x} = 31,42$ – среднее количество акриловой кислоты в буровом растворе различной модификации;

$\bar{y} = 2,63$ – среднее количество защитного реагента в буровом растворе различной модификации.

Для нахождения коэффициента линейной корреляции (проверка тесноты связи) используются выборочные среднеквадратичные отклонения. В данном случае они равны: $\hat{S}_x^2 = 162,22 \Rightarrow \hat{S}_x = 12,73$; $\hat{S}_y^2 = 0,56 \Rightarrow \hat{S}_y = 0,72$.

Вычисляем среднюю произведения признаков X и Y: $\overline{xy} = 87,67$.

Для определения коэффициента линейной корреляции используем формулу (10): $r = 0,505$.

В данном расчёте коэффициент корреляции получился 0,505 – он показывает тесноту связи между изменениями выбранных параметров бурового раствора. Теснота связи – средняя (умеренная) прямая. Это говорит о том, что при изменении параметра X будет меняться параметр Y.

Для проверки значимости коэффициента корреляции необходимо вычислить статистику t_p по формуле (11): $t_p = 2,2$.

По таблице критических точек распределения Стьюдента по уровню значимости $\alpha = 0,05$ и числу степеней свободы $k = n - 2 = 14 - 2 = 12$ находим $t_m = t_{\alpha; k} = t_{0,05; 12} = 2,078$. Так как $t_p = 2,2 > t_m$, то выборочный коэффициент корреляции значимо отличается от нуля. Следовательно можно предположить, что среднее количество защитного реагента (Y) и среднее количество акриловой кислоты (X) связаны линейной регрессионной зависимостью и провести корреляционную прямую на числовой плоскости.

Находим доверительный интервал для выборочного коэффициента корреляции r с надёжностью $\gamma = 0,95$. Так как объём выборки $n = 14 < 50$, то доверительный интервал находим по формуле (13) Так как по условию надёжность (доверительная вероятность)

равна $\gamma = 0,95$, то по таблице функции Лапласа находим $t_\gamma = 1,96$. Вычисляем среднюю квадратическую ошибку σ_r по формуле (12): $\sigma_r = 0,214$.

Записываем доверительный интервал: $0,505 - 1,96 \cdot 0,214 \leq \hat{r} \leq 0,505 + 1,96 \cdot 0,214$ или $\hat{r} \in [0,08; 0,9]$. Следовательно, с вероятностью 0,95 линейный коэффициент корреляции генеральной совокупности находится в пределах от 0,08 до 0,9. Применительно к решаемой задаче полученный результат означает, что по имеющейся выборке следует ожидать влияние на изменения количественного показателя массы используемых реагентов.

Найдём эмпирические линейные уравнения регрессии y на x и x на y , которые являются приближёнными уравнениями для истинных уравнений регрессий:

- уравнение регрессии y на x : $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$;
- уравнение регрессии x на y : $\hat{x}_y = 8,5612 \cdot y + 8,8634$;
- контроль вычислений: $a_1 \cdot b_1 = 0,02984 \cdot 8,5612 = 0,2555$, $r^2 = 0,2555$.

Так как условие $a_1 \cdot b_1 = r^2$ выполняется, то вычисления выполнены верно.

Из уравнения $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x - 1,6976$ следует, что при увеличении количества акриловой кислоты на 10, необходимо увеличить количество защитного реагента на 0,2 раза по массе. Этот результат следует учесть при приготовлении бурового раствора для соблюдения пропорций и не нарушения технологии приготовления с целью недопущения аварийных ситуаций в процессе бурения скважин.

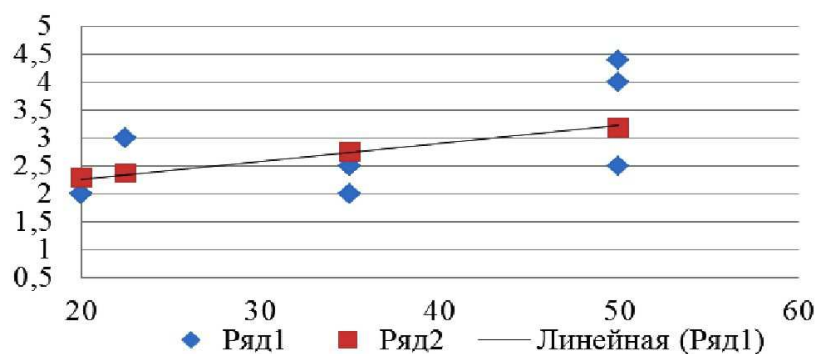


Рисунок 2 – Прямая уравнения $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$

Подставляя $\bar{x} = 31,42$, $\bar{y} = 2,63$ в уравнения регрессий, получаем точки, координаты которых совпадают с координатами центра распределения $C(\bar{x}, \bar{y})$. Следовательно, линии регрессий пересекаются в точке $C(\bar{x}, \bar{y})$.

Найдём коэффициент детерминации. Для линейной регрессии при вычисленном коэффициенте r он равен r^2 . У нас $r^2 = 0,2555$. Это означает, что 25 % рассеивания среднего количества защитного реагента связи объясняется линейной регрессионной зависимостью между средним количеством акриловой кислоты и средним количеством защитного реагента, а 75 % рассеивания среднего количества защитного реагента остались необъяснимыми. Такое положение могло произойти из-за того, что в модель не включены другие факторы, влияющие на изменение среднего количества защитного реагента, либо опытных данных в данной выборке недостаточно, чтобы построить более надёжное уравнение регрессии.

Проверим адекватность уравнения линейной регрессии y на x по критерию Фишера-Снедекора. Вычислим статистику F_H по формуле (16).

Для нахождения суммы $\sum (y_i - \hat{y}_x)^2$ составляем таблицу 3. Из таблиц 2 и 3 находим: $\sum (y_i - \bar{y})^2 = 7,35$, $\sum (y_i - \hat{y}_{x_i})^2 = 5,18$; $R^2 = 0,294$, $F_H = 5,01$.

Таблица 3 – Данные расчёта параметров

№ опыта	y_i	\hat{y}_x	$y_i - \hat{y}_x$	$(y_i - \hat{y}_x)^2$
1	2	2,29	-0,29	0,09
2	2	2,29	-0,29	0,09
3	2	2,29	-0,29	0,09
4	2,5	2,74	-0,24	0,06
5	2,5	2,74	-0,24	0,06
6	2,5	2,74	-0,24	0,06
7	2,5	3,19	-0,69	0,48
8	2,5	2,00	0,50	0,25
9	2	2,74	-0,74	0,55
10	2	2,74	-0,74	0,55
11	3	2,37	0,63	0,40
12	3	2,37	0,63	0,40
13	4	3,19	1	1
14	4,4	3,19	1	1
Итого:				5,18

Тогда при уровне значимости $\alpha = 0,05$ и числе степеней свободы $k_1 = 1$, $k_2 = n - 2 = 14 - 2 = 12$ по таблице критических точек распределения Фишера-Снедекора находим $F_m = F_{\alpha; k_1; k_2} = F_{0,05; 1; 12} = 4,75$. Так как $F_H = 5,01 > 4,75$, то заключаем, что уравнение линейной регрессии $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$ статистически значимо описывает результаты эксперимента.

Проведём оценку величины погрешности уравнения регрессии $\hat{y}_x = 0,02984x + 1,6976$. Найдём относительную погрешность δ уравнения по формуле (19). Так как $\sum (y_i - \hat{y}_{x_i})^2 = 5,18$, то $\bar{u} = 0,37$. Для нахождения суммы $\sum (u_i - \bar{u})^2$ составляем таблицу 4.

Таблица 4 – Расчёт параметров

№ опыта	$u_i = y_i - \hat{y}_x$	$u_i - \bar{u}$	$(u_i - \bar{u})^2$
1	-1,26	-1,63	2,67
2	-1,43	-1,80	3,24
3	-1,00	-1,37	1,89
4	-0,66	-1,03	1,07
5	-0,34	-0,72	0,51
6	-0,21	-0,58	0,34
7	-0,17	-0,54	0,29
8	0,44	0,07	0,01
9	0,54	0,17	0,03
10	0,91	0,54	0,29
11	1,04	0,67	0,45
12	1,35	0,98	0,97
13	1	0,63	0,40
14	0	-0,37	0,14
Итого:			12,29

Тогда $\sigma_u = 1,011$, $\delta = 38,33$ %. Так как величина δ достаточно велика, то уравнение линейной регрессии $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$ описывает опытные данные с определенной погрешностью.

Оценим коэффициенты уравнения регрессии. У нас $a_0 = 1,6976$, $a_1 = 0,02984$. Для нахождения отношений $\frac{S_{a_0}}{|a_0|}$ и $\frac{S_{a_1}}{|a_1|}$ вычислим средние квадратические ошибки коэффициентов по формулам (20) и (21):

По данным таблицы 2 находим: $[x] = 440$, $[x^2] = 15937,5$. Учитывая, что $n = 14$, $r^2 = 0,2555$ и $\hat{S}_y = 0,752$, находим стандартные ошибки коэффициентов: $S_{y/x} = 0,6488$, $S_{a_0} = 0,0217$, $S_{a_1} = 0,7347$.

Так как $\frac{S_{a_0}}{|a_0|} = 0,43 < 0,5$ и $\frac{S_{a_1}}{|a_1|} = 0,72 > 0,5$, то коэффициент a_0 уравнения регрессии у на x значим. Коэффициент a_1 не значим, это объясняется тем, что количество факторов влияния на систему достаточно велико и всегда будет погрешность в составлении уравнения.

Таким образом, уравнение регрессии $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$, описывающее зависимость среднего количества защитного реагента от количества акриловой кислоты в буровом растворе, значимо описывает опытные данные и может быть принято для практического руководства.

Заключение

Целью данной работы явилось построение уравнения регрессии и его проверка. При выводе уравнения регрессии использовалась зависимость, взятая из патента № 2104292. В патенте описывается изобретение: термосолестойкий буровой раствор.

В патенте были указаны проведённые опыты. На основании анализа этих опытов строились все расчёты. Для анализа зависимостей состава бурового раствора была взята зависимость изменения количества защитного агента от изменения количества акриловой кислоты в составе бурового раствора.

После выделения зависимости было построено корреляционное поле. По характеру расположения точек определена зависимость: линейная.

Для составления уравнения регрессии требовалось найти средние значения показателей X и Y и среднеквадратичные отклонения. Данные значения использовались для определения коэффициента корреляции он равен $r = 0,505$.

На основании найденных значений было написано уравнение регрессии у на x $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$ и x на y $\hat{x}_y = 8,5612 \cdot y + 8,8634$.

Вычислен коэффициент детерминации $r^2 = 0,2555$. Это означает, что 25 % рассеивания среднего количества защитного реагента связи объясняется линейной регрессионной зависимостью между средним количеством акриловой кислоты и средним количеством защитного реагента, а 75 % рассеивания среднего количества защитного реагента остались необъяснимыми. Такое положение могло произойти из-за того, что в модель не включены другие факторы, влияющие на изменение среднего количества защитного реагента, либо опытных данных в данной выборке не достаточно, чтобы построить более надёжное уравнение регрессии.

После этого была проведена проверка на адекватность, которая показала, что уравнение линейной регрессии $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$ статистически значимо описывает результаты эксперимента.

При проведении оценки погрешности уравнения выяснилось, что погрешность уравнения составляет 38 %. Данная величина погрешности уравнения объясняется наличием дополнительных факторов, оказывающих влияние на зависимость изменения количества защитного реагента от изменения количества акриловой кислоты.

После оценки коэффициентов уравнения регрессии сделан вывод о том, что уравнение регрессии $\hat{y}_x = 0,02984 \cdot x + 1,6976$, описывающее зависимость среднего количества защитного реагента от количества акриловой кислоты в буровом растворе, точно описывает опытные данные и может быть принято для практического руководства.

Литература:

1. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / под ред. проф. А.И. Пенькова. – Волгоград, 2000. – 139 с.
2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Просёлков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М. : Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
7. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Метрические и неметрические единицы физических величин (при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин) : справочное руководство. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 78 с.
11. 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.
12. 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.
13. Губин В.И., Осташков В.Н. Статистические методы обработки экспериментальных данных. – Тюмень : Издательство «ТюмГНГУ», 2007. – 202 с.
14. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
15. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с.
16. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
19. Управление свойствами буровых растворов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ac79a5c43a88421216c37_0.html
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 глинопорошках 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. Алаичев В.А., Зотов Е.В., Липкес М.И., Оксенойд Е.Я., Подъячева Н.А., Швецов О.К. Патент № 2104292 Термосолестойкий буровой раствор. Дата подачи заявки: 13.01.1995. Дата публикации патента: 10.02.1998. Патентообладатель: АОЗТ Научно-производственное предприятие «Хемекс Дор».

References:

1. Ananyev A.N. The manual for mud engineers / under the editorship of the prof. A.I. Penkov. – Volgograd, 2000. – 139 p.
2. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Drilling flushing and grouting muds. – M. : Nedra publishing house, 1999. – 424 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I. Drilling and grouting muds for construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 452 p.
7. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Companion of the driller : the handbook in 2 books. – M. : Nedra publishing house, 2014. – Т. 1–2.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Metric and not metric units of physical sizes (at construction, operation and repair of oil and gas wells) : reference guide. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – 78 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverldlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
13. Gubin V.I., Ostashkov V.N. Statistical methods of processing of experimental data. – Tyumen : TSOGU publishing house, 2007. – 202 p.
14. Ryabchenko V.I. Management of properties of drilling muds. – M. : Nedra publishing house, 1990. – 230 p.
15. Ryazanov Ya.A. The encyclopedia on drilling muds. – Orenburg : Chronicle, 2005. – 664 p.

16. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.

17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring washing fluids : manual. – Novocherkassk : Lik, 2014. – 374 p.

19. Management of properties of drilling muds. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ac79a5c43a88421216c37_0.html

20. Zhivayeva V.V., Brain G.S., Ozherelyev A.V. The comparative analysis of grouting structures of Izolight and hollow microspheres of HGS-10000 with selection of a compounding // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 93–96.

21. Zagvozdin I.V., Kamensk S.V. Issledovaniye of influence of parameters of boring solutions on the probability of emergence of differential holding straps // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 97–103.

22. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Universal solution on a hydrocarbon basis for drilling of horizontal wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 162–165.

23. Makarova Ya.A., Egorova A.S. The new system of drilling mud for high-quality completion of wells // Bulatovsky readings: Materials I International nauchno-praktiches-, which conferences (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.

24. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Issledovaniye of compositions of boring solutions for drilling of clay breeds and prevention of a salnikoobrazovaniye // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 170–176.

25. Moysa Yu.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V. Comparison of drilling muds on various dry muds for drilling by NNB method // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 181–186.

26. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for fight against differential holding straps // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 202–205.

27. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and grouting muds for construction of oil and gas wells. Certificate on the state registration of database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of receipt on March 12, 2014 Date of the state registration in the Register of databases on May 08, 2014.

28. Alaichev V.A., Zotov E.V., Lipkes M.I., Oksenoyd E.Ya., Podjyacheva N.A., Shvetsov O.K. Patent № 2104292 Thermosalt-resistant drilling mud. Date of application: 13.01.1995. Date of publication patent: 10.02.1998. Patent holder: CJSC Nauchno-proizvodstvennoye Hemeks Dore enterprise.

УДК 622.243.24

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
С ПОМОЩЬЮ ТЕЛЕСИСТЕМЫ НА СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОМ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**THE TECHNOLOGY OF DRILLING HORIZONTAL WELLS
BY MEANS OF A TELE-SYSTEM ON THE
SEVERO-URENGOYSKOYE OIL-GAS AND CONDENSATE FIELD**

Мостовой Владислав Алексеевич

помощник бурового мастера
(инженер-технолог по бурению),
ООО УФ «РН-Бурение»
vlad11pk@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье рассмотрена эффективность применения телеметрической системы «Orienteer» компании «Geolink», которая работает на отрицательных импульсах давления бурового раствора. Телеметрическая система позволяет непрерывно контролировать угол наклона и угол установки отклоняющей компоновки в процессе бурения. Это снижает затраты времени на ориентирование инструмента и инклинометрические исследования. Рассмотрены в работе вопросы оптимизации процесса проводки точно направленных скважин и геофизических исследований в процессе бурения бескабельными системами открывают новые перспективы повышения эффективности разведки и разработки месторождений нефти и газа. Исследования по оценке возможностей каналов связи и накопленный опыт конструирования телеметрических систем различного назначения позволили определить область применения канала «забой – устье», их перспективность для решения конкретных технических и геологических задач.

Ключевые слова: технология бурения горизонтальных скважин; телеметрическая система «Geolink Orienteer»; обоснование конструкции скважины; проектирование профиля ствола скважины; буровые промывочные жидкости; углубление и крепление скважины; освоение скважины.

Mostovoy Vladislav Alekseyevich

Assistant drilling foreman
(Engineer-technologist for drilling),
LLC Usinsk branch «RN-Drilling»
vlad11pk@gmail.com

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

Annotation. The article considers the effectiveness of the use of the «Orienteer» telemetry system of the «Geolink» company, which operates on negative pressure pulses of drilling mud. The telemetry system allows you to continuously control the angle of inclination and the installation angle of the deflecting arrangement during the drilling process. This reduces the time spent on tool orientation and inclinometric studies. The issues of optimizing the process of conducting well-directed wells and geophysical surveys while drilling with cable-free systems, considered in this paper, open up new prospects for improving the efficiency of exploration and development of oil and gas fields. Studies assessing the capabilities of communication channels and the accumulated experience in designing telemetric systems for various purposes made it possible to determine the scope of the channel «bottom hole – wellhead», their prospects for solving specific technical and geological problems.

Keywords: horizontal drilling technology; Telemetric system «Geolink Orienteer»; well construction design; wellbore profile design; drilling fluids; well deepening and fastening; well development.

Обоснование конструкции скважины

При разработке конструкции скважин учтены следующие горно-геологические особенности строения Северо-Уренгойского месторождения:

Проектная глубина скважины – 2950 м.

Газоконденсатонасыщенные пласты залегают в интервалах:

- ПК₁ 1130–1251 м;
- БУ₈ 2945–2968 м.

Коэффициент аномальности пластовых давлений $K_a = 1,0$ в интервале 0–2968 м.

Ожидаемые пластовые давления:

- ПК₁ 11,30 МПа;
- БУ₈ 29,45 МПа.

1. Ожидаемые давления на устье скважины при возможных газоконденсатопровлениях в процессе бурения и испытания скважины:

- ПК₁ 6,11 МПа;
- БУ₈ 5,73 МПа.

2. Нефтеносные пласты в разрезе отсутствуют.

3. Многолетнемёрзлые породы в интервале 0–400 м.

4. Скважина наклонно-направленная с горизонтальным окончанием.

5. Забойная температура +87 °С.

В соответствии с п. 2.2.6.4 (ПБ 08-624-03) строится совмещённый график пластовых давлений и давлений гидроразрыва с использованием геологического материала, по которому выбираются зоны совместимых условий бурения с учётом конкретных горно-геологических условий на месторождении.

В районах многолетнемёрзлых горных пород к конструкциям скважин предъявляются дополнительные требования:

1) толщина мёрзлых пород перекрывается полностью;

2) глубина спуска кондуктора должна исключать гидравлический разрыв пластов, лежащих выше башмака, при достижении в стволе скважины давления, равного пластовому;

3) для успешной проводки скважины после перекрытия мёрзлых пород и последующей эксплуатации тепловое воздействие её на породы с отрицательной температурой необходимо свести к минимуму;

4) необходимо оценить величины сминающих нагрузок и проверить прочность конструкции в целом при циклическом растеплении и смерзании многолетнемёрзлых пород, связанном с вынужденными остановками эксплуатирующихся скважин.

При бурении скважин промывочная жидкость с температурой выше 0 °С растапливает лёд – цемент мёрзлой породы. В результате в интервалах мерзлых пород, сложенных рыхлыми разностями, сцементированными льдом, образуются каверны. Наличие этих каверн значительно усложняет процесс цементирования кондукторов.

При эксплуатации скважин тепловое воздействие на мёрзлые породы становится крайне интенсивным. Лёд, превращаясь в воду, занимает меньший объём, и образуются каверны. Порода теряет свою несущую способность, возникают явления оползней.

Расчёты показывают, что при диаметре скважины 219 мм, температуре её продукции 27 °С (для условий Тазовского месторождения) и температуре мёрзлых пород – 3 °С каждый метр скважины излучает более 200 ккал/ч. Учитывая разность температур и длительность работы скважины, можно предсказать нарушение термодинамического равновесия в многолетнемёрзлых породах, в результате чего возможны посткриогенные явления вокруг ствола скважины и образование вокруг кондуктора огромных каверн (кратеров) с проседанием устьевого обвязки и нарушением труб кондуктора.

Для снижения величины зон растепления используют различные способы термоизоляции нефтяных и газовых скважин. При заполнении кольцевого пространства между кондуктором и последующей колонной дизельным топливом с $\lambda = 0,15$ ккал/(м·ч·°С) и наличии за кондуктором цементного кольца с $\lambda = 0,30$ ккал/(м·ч·°С) растепление многолетнемёрзлых пород за первые три месяца работы скважины достигает 1 м, а через один год превысит 2 м, что вызовет просадку талого грунта объёмом 60–65 м³. При отсутствии теплоизоляции между колоннами и недоподъёме тампонажного раствора за кондуктором до устья растепление пород за первый год работы скважины достигает 4,5 м. Наличие в кольцевом пространстве между колоннами воздуха при атмосферном давлении ($\lambda = 0,025$ ккал/(м·ч·°С)) сокращает линейную плотность теплового потока из ствола скважины в окружающие горные породы на 40–50 %. Одним из методов борьбы с растеплением является использование в колонне лифтовых труб (в интервале ММП) специальных теплоизолированных промысловых труб ТПКН 102-73, выпускаемых ЗАО «РА-Кубаньнефтемаш». Это трубы наружным диаметром 102 мм с потерей тепла по длине колонны – 150 Вт/м.

Смятие обсадных колонн при восстановлении отрицательных температур в околоствольной зоне скважин в районах ММП происходит в интервалах образования каверн или значительных зазоров между смежными колоннами либо колонной и стенкой скважины. Если разность диаметров скважины и колонны превышает 100 мм, то при замерзании пород высокой влажности (более 20–25 %) и жидкости в кольцевом пространстве колонна может быть смята. Наибольшую опасность представляют незацементированные каверны, заполненные пресной или слабоминерализованной водой.

С учетом выше изложенного, требований задания на разработку проектно-сметной документации и накопленного опыта работ при бурении скважин на Северо-Уренгойском месторождении принимается следующая конструкция скважины (табл. 1):

1. Устье скважины оборудуется шахтным направлением размером 1,5×1,5×1,0 м. Направление выкапывается вручную, стенки укрепляются опалубкой и бетонируются.

2. Кондуктор диаметром 324,0 мм спускается на глубину 500 м с целью обеспечения надёжного перекрытия:

- многолетнемёрзлых пород,
- интервала залегания неустойчивых, склонных к осыпям и обвалообразованиям меловых отложений.

Указанная глубина спуска кондуктора рассчитана из условий нахождения башмака колонны в плотных породах (п. 2.10.6 ПБ 08-624-03), недопущения гидроразрыва пород при ликвидации возможных ГНВП при дальнейшем углублении скважины и недопущения осложнений в виде осыпей и обвалов из неустойчивых интервалов перекрытого геологического разреза.

3. Цементируется в интервале 0–500 м цементным раствором плотностью 1800 кг/м³ с применением цемента ПЦТ-100 (возможно использование арктикцемента).

4. Техническая колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1350 м с целью крепления и изоляции вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими. Служит для предупреждения осложнений и аварий в скважине при бурении нижележащего интервала. Цементируется в интервале 0–400 м ОЦР плотностью 1400 кг/м³ (цемент марки ПЦТ-100 + 15 % АСМ или Trican-1400), в интервале 400–1350 м цементным раствором плотностью 1800 кг/м³ (цемент марки ПЦТ-100).

5. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается до кровли продуктивного горизонта с целью разделения интервалов с несовместимыми условиями бурения. Цементируется: цементным раствором в интервале 2945–2100 м с применением цемента марки ПЦТ-100 с добавкой ПМК (5,0 %), 0,5 % понизителя водоотдачи и НТФ (0,01 %), облегчённым цементным раствором (цемент марки ПЦТ-100 + 17 % АСМ или Trican-1400) в интервале 2100–0 м.

«Хвостовик» диаметром 114 мм в интервале проектная глубина – 150 м выше башмака эксплуатационной колонны и предназначена для эксплуатации продуктивных горизонтов в скважине и извлечения газа и конденсата на поверхность. Для решения задач надёжного разобщения пластов и сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов «хвостовик» не цементируется, а подвешивается на разъединительном устройстве УСПХН 114/168.

Типы резьбовых соединений и герметизирующие средства для обсадных колонн выбраны с учётом вида флюида, находящегося в скважине; максимального внутренне-го избыточного давления и максимальной температуры воздействия.

Тампонажный раствор для всех колонн поднимается до устья с целью недопущения нарушения колонн от сминающего действия пород в зоне расположения ММП.

Проектирование профиля ствола скважины

Выбор профиля скважины влияет на каждую фазу проектирования, бурения, заканчивания и капитального ремонта скважины. Для начала проектирования профиля скважины требуется определенная информация. Необходимая информация включает и определение назначения скважины. Далее целесообразно выяснить условия залежи. Они определяют необходимость в разработке программы изучения горных пород. Программа изучения горных пород может иметь важное значение при выборе проектного профиля скважины.

Должна быть определена необходимая схема заканчивания скважины и приняты следующие решения:

- о заканчивании скважины открытым или обсаженным стволом;
- глубине расположения оборудования для заканчивания скважины (пакеры, насосы и т.д.);
- требованиях к диаметру скважины.

Требования к заканчиванию скважины могут быть очень важными при выборе проектного профиля скважины. Выбор заканчивания скважины с малым радиусом искривления более ограничен, чем для скважин со средним или большим радиусами искривления. К настоящему времени к удачным схемам заканчивания скважин с малым радиусом искривления относятся открытый ствол, хвостовик с щелевидными отверстиями и заранее приготовленные гравийные фильтры. Необходимо проанализировать и учесть всё – оборудование для заканчивания и капитального ремонта скважины, которое будет спускаться в любое время в течение всего срока её эксплуатации. Такой анализ позволит определить возможность возникновения, осложнений из-за изгибающих нагрузок на участке набора зенитного угла. Например, будет определена способность установки для капитального ремонта протащить пакер через участок с резким перегибом.

Расчёт профиля

Методика проектирования профиля ГС сводится к определению необходимого начального зенитного угла α и расчёта элементов отдельных участков профиля ствола.

Исходными данными для расчёта является (рис. 2):

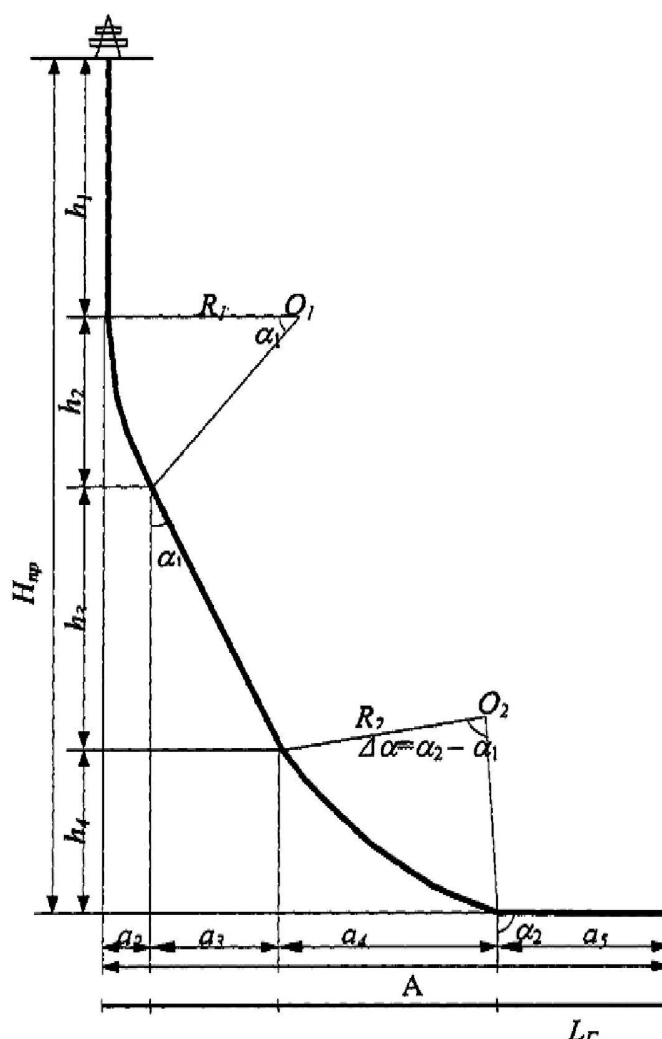


Рисунок 2 – Пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины плоскостного типа

где $H_{пр}$ – глубина проектного горизонта по вертикали, м; $H_{вер}$ – глубина вертикального участка ствола, м; $A_{твп}$ – отклонение точки вхождения в пласт (ТВП) от вертикальной оси ствола, м; R_1 и R_2 – радиусы искривления ствола в плоскости начального (ПНИ) и конечного искривлений (ПКИ), м; α_1 и α_2 – начальный и конечный зенитные углы ствола скважины, град.; $\Delta\varphi$ – изменение азимутального угла ствола скважины, град. ($\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$); $L_{гор}$ – длина горизонтального участка ствола, м.

Профили ГС можно условно разделить на следующие типы:

А – плоскостные, начальное и конечное искривление ствола ГС происходят в одной (апсидальной) плоскости;

Б – пространственные – конечное искривление ствола (набор конечных параметров положения ствола) происходит в плоскости, не соответствующей ПНИ.

Проектом предусмотрено строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием. При строительстве нескольких таких скважин с одной кустовой площадки возникает необходимость расчёта пространственно искривленного профиля. При этом необходимо учитывать следующие параметры:

- проектный азимут на кровлю проектного пласта;
- смещение точки входа в пласт от вертикали;
- длина вертикального участка;
- длина участка стабилизации;
- длина горизонтального участка хвостовика.

Следовательно, профиль наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием, учитывающий вышеуказанные параметры, будет многоинтервальным, т.е. сложным.

В проекте рассчитаны профили для скважин со смещением точки входа в кровлю продуктивного пласта БУ₈ от вертикали на 800 м. Профиль скважины имеет пять интервалов:

- вертикальный участок от 0 до 850 м;
- участок набора кривизны 850–1053 м по стволу (850–1044 м по вертикали), где интенсивность набора кривизны составляет не более 1,5° на 10 м;
- участок стабилизации параметров кривизны от 1053 до 3099 м по стволу (1044–2806 м по вертикали);
- участок добора зенитного угла с интенсивностью 2° на 10 м в интервале 3099–3396 м по стволу (2806–2947,5 м по вертикали);
- горизонтальный участок от 3099 до 3558 м по стволу (2947,5–2947,5 м по вертикали).

В процессе строительства скважины все работы, связанные с набором и корректировкой зенитного и азимутального углов наклонно-направленного ствола, должны быть закончены до интервала установки ГНО. При необходимости эти работы должны быть продолжены ниже предполагаемого интервала установки ГНО.

Величина радиуса круга допуска для точки входа в кровлю продуктивного пласта составляет 25 м.

Расчёт элементов профиля ствола ГС заключается в определении длин различных участков профиля и их проекций на вертикальную и горизонтальную плоскости.

Формулы для расчёта пятиинтервального профиля ГС и исходные данные приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Расчёт элементов пятиинтервального профиля типа А

Длина скважины по стволу, м	Проекция	
	вертикальная, м	горизонтальная, м
1	2	3
Вертикальный		
$l_1 = H_g$	$h_1 = H_g$	–
Набор зенитного угла		
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha_1$	$a_2 = (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Наклонно-направленный участок		
$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$	$h_3 = H_{пр} - h_1 - h_2 - h_4$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$
Резко искривлённый участок		
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Delta\alpha$	$h_4 = (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) \cdot R_2$	$a_4 = (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1) \cdot R_2$
Горизонтальный участок		
$l_5 = L_2$	–	$a_5 = L_2$
Всего		
$L_{скв} = \sum l_i$	$H_{скв.с} = \sum h_i$	$A = \sum a_i$

Таблица 3 – Исходные данные для расчёта профиля наклонных участков

Наименование параметра	Величина
Тип профиля	пятиинтервальный
Глубина кровли продуктивного горизонта по вертикали, м	2945
Глубина вертикального участка, м	850
Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного горизонта, м	800
Длина ствола скважины в продуктивном пласте, м	200
Высота коридора по вертикали, м	5
Высота от кровли продуктивного горизонта до горизонтального ствола скважины, м	2,5
Рекомендуемый интервал изменения зенитного угла на 1-ом интервале набора (раб. погр. нас.), град./10 м	1,5
Рекомендуемый интервал изменения зенитного угла на 2-ом интервале набора, град./10 м	2
Максимально допустимый зенитный угол, град.	95
Максимально допустимая интенсивность изменения зенитного угла, град./10 м	2
Величина радиуса круга допуска, м	25

Произведём расчёт профиля по данным и формулам, приведённым в таблицах 2 и 3, и результаты расчётов занесём в таблицу 4.
На рисунке 3 представлен профиль скважины.

Буровые промывочные жидкости

Требования к буровому раствору для бурения под кондуктор и промежуточную колонну. Инженерные решения

Основываясь на большом опыте бурения скважин в районах Крайнего Севера, рекомендуются следующие технологические приёмы и мероприятия для снижения осложнений при проводке ствола под кондуктор:

- для бурения в верхних неустойчивых отложениях следует использовать буровой раствор с максимально технологически допустимой вязкостью. Это позволяет улучшить очистку скважины от песка и гравия и предотвратить возможное оседание песка в емкостях;
- интервал многолетнемерзлых (ММП) отложений следует пробурить с максимально возможной скоростью для сокращения времени контакта раствора с породой и снижения теплового воздействия и размыва стенок скважины;
- оборудование очистки раствора должно работать постоянно (включая гидроциклонную установку). Сетки на виброситах следует использовать с более мелким размером ячеек для увеличения эффективности первой ступени очистки;
- необходимо исключать длительные простои при вскрытых ММП во избежание обводнения бурового раствора;

Таблица 1 – Конструкция скважины

Номер колонны в порядке спуска		1		3		4		5	
Название колонны		кондуктор		техническая		эксплуатационная		«хвостовик»	
Интервал установки колонны по вертикали	верх	0 м		0 м		0 м		2880 м	
	низ	500 м		1350 м		2945 м		2950 м	
Номинальный диаметр ствола скважины, мм		393,7 мм		295,3 мм		215,9 мм		139,7 мм	
Изготовление обсадных труб		ГОСТ 632-80		ТУ 14-157-24-92		ТУ 14-157-24-92		ТУ 14-157-24-92	
Характеристика труб	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	324		245		168		114	
	Тип соединения	ОТТМА		ОТТГ		ОТТГ		ОТТГ	
	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	351,0		269,9		187,7		127,0	

Таблица 4 – Профиль ствола скважины

Наименование участка профиля	Интервал по стволу, м				Интервал по вертикали, м				Горизонтальное отклонение, м		Зенитный угол, град.	
	от (верх)	до (низ)	длина	от (верх)	до (низ)	длина	за интервал	общее	в начале интервала	в конце интервала		
Вертикальный участок	0,00	850,00	850,00	0,00	850,00	850,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Участок набора	850,00	963,72	113,72	850,00	962,05	112,05	16,80	16,80	0,00	0,00	17,06	17,06
Участок стабилизации	963,72	2828,75	1865,03	962,05	2745,04	1782,99	547,06	563,87	17,06	17,06	17,06	17,06
Участок набора	2828,75	3193,49	364,74	2745,04	2947,50	202,46	273,90	837,77	17,06	17,06	90,00	90,00
Горизонтальный участок	3193,49	3355,61	162,12	2947,50	2947,50	0,00	162,12	999,89	90,00	90,00	90,00	90,00
Точка вскрытия продуктивного горизонта		3156			2945			800				82,43

Примечание:

1. Вид типовых проектных профилей пятиинтервальные. Длина вертикальных участков в пределах 850-950 м, максимально допустимые зенитные углы 95 градусов, отклонение от вертикали до 800 м. Величина круга допуска 25 м. В данном проекте длина вертикального участка взята по усреднённым величинам.
2. Производство инклинометрических работ для контроля процесса бурения скважин производится аппаратурой типа ИОН-1 или ИМММ-73. Набор параметров кривизны, корректировка ствола производится с помощью телеметрических систем типа «Geolink Orienteer».
3. Профиль каждой конкретной скважины (начало интервала набора и стабилизации зенитного угла) и интенсивность искривления выбирается в соответствии с требованиями РД 39-0148070-6.027.-86 «Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири» и изменения И1 утверждённого 11.01.1990 г.

- при подъёме бурильного инструмента должен производиться постоянный долив, ствол скважины должен быть заполнен раствором до устья;
- ограничивать скорость спуска бурильного инструмента во избежание гидро-разрыва верхних проницаемых пластов и обвалов стенок скважины;
- производительность насосов при бурении должна быть постоянной и находиться в пределах 45–65 л/с.

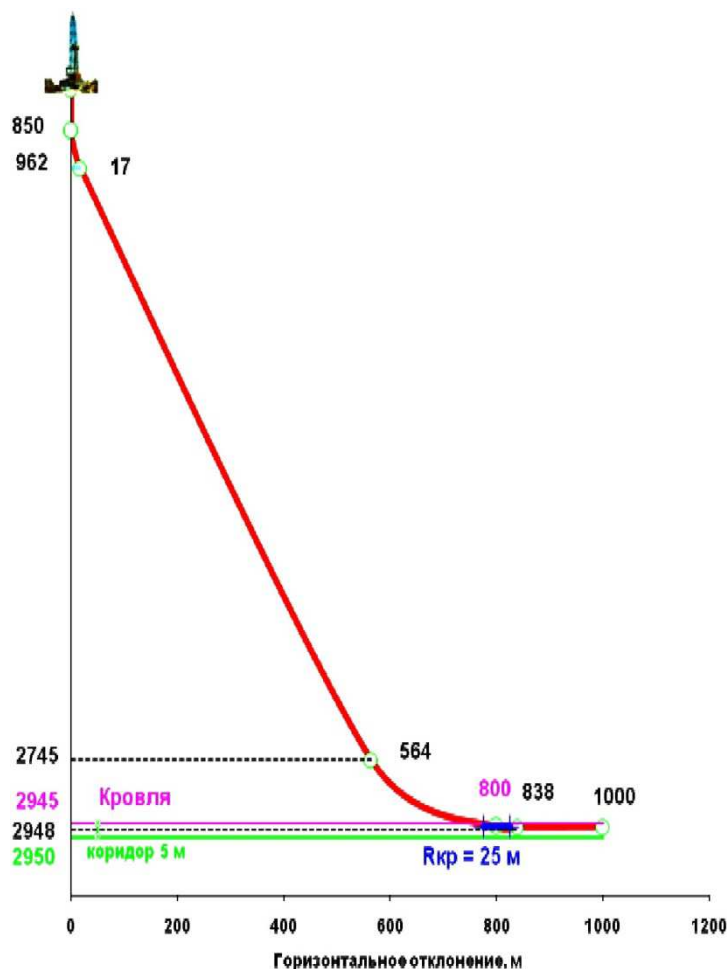


Рисунок 3 – Вертикальная проекция ствола скважины

Для бурения под кондуктор предусматривается использовать полимерглинистый буровой раствор с повышенной вязкостью и плотностью, затворенный на технической воде с максимально низкой температурой. Бентонитовый глинопорошок служит для увеличения вязкости раствора, придания ему тиксотропных свойств, формирования фильтрационной корки. При бурении вязкость раствора следует поддерживать на максимальном уровне путём добавления в него 2,5–3,0 % раствора КМЦ, для эффективного выноса крупного песка и гравия.

Для бурения под техническую колонну особое внимание следует уделять плотности раствора, уровню водоотдачи, вязкости раствора и состоянию ствола скважины для предотвращения осложнений при разбурировании глинистых отложений и недопущения газо- и водопроявлений.

Для бурения под техническую колонну проектом предусматривается использовать полимерглинистый буровой раствор с оптимальными реологическими свойствами.

Требования к буровому раствору для бурения под эксплуатационную колонну. Инженерные решения

Основные требования к буровому раствору для бурения под эксплуатационную колонну следующие: обеспечить полный вынос шлама и сохранить устойчивость сте-

нок скважины, не загрязнять продуктивные горизонты. Также для нормальной проводки скважины надо исключить наработку раствора, предупреждать прихваты, затяжки и посадки бурильного инструмента, не вызывать гидроразрыва пласта при СПО, не вызывать коррозии и преждевременного износа оборудования и т.п.

При бурении данного интервала особое внимание следует уделять плотности раствора, уровню водоотдачи, вязкости раствора и состоянию ствола скважины. Если позволяет устойчивость стенок скважины, плотность раствора следует поддерживать на минимальном уровне для увеличения скорости проходки, снижения содержания твердой фазы в растворе. Пластическая вязкость раствора должна быть как можно более низкой для снижения потерь давления, в то время как динамическое напряжение сдвига следует поддерживать на уровне не менее 40 дПа для обеспечения качественной очистки ствола скважины. При проявлении признаков обвала стенок скважины рекомендуется увеличить плотность и вязкость раствора и снизить водоотдачу.

Для бурения под эксплуатационную колонну проектируется использовать полимерглинистый буровой раствор, приготовленный на основе Полипаков ELV[®], который в полной мере отвечает вышеизложенным требованиям и позволяет без осложнений разбуривать текучие породы (глины) в интервале 2950–3000 м.

Требования к буровому раствору для первичного вскрытия продуктивных пластов

При вскрытии продуктивного пласта образуется зона пониженной проницаемости вокруг ствола скважины. Степень снижения проницаемости определяется главным образом свойствами фильтрата раствора, радиусом зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, глинистостью и природной (начальной) проницаемостью пласта, проницаемостью зоны кольматации вокруг ствола скважины. Буровой раствор для первичного вскрытия продуктивного пласта должен отвечать следующим основным требованиям:

- раствор должен иметь низкую водоотдачу и формировать тонкую корку на стенках скважины;
- фильтрат раствора должен оказывать ингибирующее действие на глинистые минералы пласта-коллектора;
- фильтрат должен иметь низкое поверхностное натяжение и обладать обратимой гидрофобизирующей способностью по отношению к поверхности поровых каналов пласта;
- время, в течение которого буровой раствор находится в контакте с поверхностью вскрываемого бурением пласта, должно быть минимальным;
- репрессия на пласт от гидростатического столба раствора должна быть минимальной и в то же время должна отвечать требованиям Правил безопасности в НГП;
- качество раствора должно обеспечивать высокую скорость бурения;
- импульсы гидродинамического давления при спускоподъемных операциях и возобновлении циркуляции раствора должны быть также минимальные. Это достигается, при прочих равных условиях, при низких значениях вязкости, СНС и невысоких значениях динамического напряжения сдвига (ДНС). Запрещается допускать высокие значения СНС₁₀ (свыше 40 дПа), предельного динамического напряжения сдвига τ (свыше 50 дПа) и высокие значения пластической вязкости с целью предупреждения возникновения высоких импульсов давления и больших гидравлических потерь;
- низкое содержание твердой фазы в растворе, т.е. выбуренная порода не должна переходить в раствор, иными словами, должно быть обеспечено ингибирование системы и должна быть организована хорошая очистка раствора от выбуренной породы;
- достаточно быстрое формирование и малая глубина зоны кольматации;
- при заканчивании скважин с закрытой конструкцией забоя радиус зоны проникновения фильтрата в пласт не должен превышать глубины перфорационных каналов;
- фильтрат, проникший в пласт, не должен вызывать диспергирования или пептизации глинистых частиц и их миграцию по пласту.

Для бурения под эксплуатационную колонну проектируется использовать биополимерный раствор ФЛО-ПРО или аналогичный ему по свойствам, наиболее полно отвечающий перечисленным выше требованиям, относящийся к промывочным жидкостям с рассчитанными реологическими параметрами для бурения и заканчивания горизонтальных и наклонно-направленных стволов. Специально разработанная рецеп-

тура позволяет осуществить высококачественное первичное вскрытие продуктивного горизонта, что существенно сказывается на продуктивности скважин и, как результат, снижении себестоимости единицы объёма добываемой продукции.

Очистка бурового раствора

С целью обеспечения полноты удаления выбуренной породы из бурового раствора и регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе, а также с целью уменьшения объема наработки бурового раствора, а, следовательно, уменьшения объема отработанного бурового раствора (ОБР) при бурении скважин по данному рабочему проекту планируется осуществлять многоступенчатую систему очистки бурового раствора. Настоящим проектом предусмотрено использование средств очистки, изготовленных российскими заводами изготовителями, а также зарубежными фирмами.

К основному оборудованию системы приготовления и очистки бурового раствора относятся (табл. 5):

- полнопоточное линейное вибросито (3 шт.) фирмы «M-I Swaco» ALS-II, в комплекте с приёмной ёмкостью и ёмкостью под вибросито с гидравлической системой регулирования угла наклона сетки от -15° до $+5^\circ$ (3 шт.);
- гидроциклонный пескоотделитель ИГ-45М (1 шт.);
- гидроциклонный пескоотделитель DeSander-212 (1 шт.);
- гидроциклонный илоотделитель D-Sitler 8T4 (1 шт.);
- дегазатор вакуумный самовсасывающий ДВС-II (1 шт.);
- центрифуга «M-I Swaco» 518 (1 шт.);
- центрифуга Drexel HS3400 с независимой плавной регулировкой скорости вращения барабана и шнека, автоматическим очищением и остановкой шнека, радиальным потоком;
- автоматическая станция флокуляции-коагуляции (1 комплект) фирмы «Oiltools Europe Ltd».

Кроме того, в схему очистки включены центробежные, винтовые насосы, винтовой конвейер, ёмкости, лопастные перемешиватели, всасывающие и нагнетательные линии, запорная арматура и т.п.

Расчёт плотности бурового раствора по интервалам бурения

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения определяется в соответствии п. 2.7.3.3-2.7.3.6 (ПБ НиГП 08-624-03).

Интервалы бурения кондуктор (0–500 м), техническую колонну (500–1350 м) и эксплуатационную колонну (1350–2945 м) являются интервалами совместимых условий бурения.

При бурении под кондуктор (0–500 м) гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на величину не менее 10 % (п. 2.7.3.3). Коэффициент аномальности пластового давления в этом интервале равен 1,0 ($K_a = 1,0$). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна быть не менее $1,10 \text{ г/см}^3$. При этом, согласно п. 2.7.3.3, допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на 15 кг/см^2 . С целью обеспечения устойчивости стенок скважины (п. 2.7.3.5) проектом предусмотрена плотность бурового раствора при бурении под кондуктор $1,18 \text{ г/см}^3$, что не превышает допустимой (п. 2.7.3.3).

При бурении под техническую колонну (500–1350 м) гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на величину не менее 5 % (п. 2.7.3.3). Коэффициент аномальности пластового давления в этом интервале равен 1,0 ($K_a = 1,0$). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна быть не менее $1,05 \text{ г/см}^3$. При этом, согласно п. 2.7.3.3, допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на $25\text{--}30 \text{ кг/см}^2$. С целью обеспечения устойчивости стенок скважины (п. 2.7.3.5) и исходя из опыта ведения буровых работ на Северо-Уренгойском месторождении и близлежащих месторождениях, проектом предусмотрена плотность бурового раствора при бурении под техническую колонну $1,14 \text{ г/см}^3$, что не превышает допустимой (п. 2.7.3.3).

При бурении под эксплуатационную колонну (1350–2945 м) гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на величину не менее 5 % (п. 2.7.3.3). Коэффициент аномальности пластового давления в интервале 1350–3000 м равен 1,0 ($K_a = 1,0$). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна быть не менее 1,092 г/см³ (п. 2.7.3.2). При этом, согласно п. 2.7.3.3, допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на 25–30 кг/см². Проектом предусмотрена плотность бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну 1,10 г/см³ и в горизонтальном участке ствола 1,08 г/см³, что отвечает требованиям ПБ 08-624-03 (табл. 6).

Углубление скважины

Технологические решения, принятые по проводке скважин на Северо-Уренгойском месторождении

Кондуктор 0–500 м (диаметр 393,7 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить роторной компоновкой, включающей в себя долото диаметром 393,7 мм (калибратор КШЗ-393,7 включить в компоновку на проработку). Для создания нагрузки на долото следует использовать утяжелённые бурильные трубы.

Техническая колонна 500–1350 м (диаметр 295,3 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить компоновкой, включающей в себя долото диаметром 295,3 мм (калибратор КЛС-295,3 включить в компоновку на проработку) с использованием винтовых забойных двигателей.

Набор проектных параметров кривизны производить с помощью отклонителей ДОТ-240РС в комплекте с забойной телеметрической системой «Geolink Orienteer» 6 ¾". Для создания нагрузки на долото следует использовать утяжелённые бурильные трубы.

Эксплуатационная колонна 1350–2945 м (диаметр 215,9 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить компоновкой, включающей в себя долота диаметром 215,9 мм отечественного или импортного производства (калибратор КЛС-215,9 включить в компоновку на проработку перед спуском эксплуатационной колонны) с применением турбобуров и винтовых двигателей. Добор зенитного угла и проводку горизонтального участка скважины необходимо проводить с использованием комплектов забойной телеметрической системы «Geolink Orienteer» 6 ¾". Для создания нагрузки на долото следует использовать утяжелённые бурильные трубы.

«Хвостовик» 2945–2950 м (диаметр 139,7 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить компоновкой, включающей в себя долота диаметром 139,7 мм отечественного или импортного производства с применением винтовых двигателей. Добор зенитного угла и проводку горизонтального участка скважины необходимо проводить с использованием комплектов забойной телеметрической системы «Geolink Orienteer» 4 ¾". Для создания нагрузки на долото следует использовать тяжёлые бурильные трубы ТБТ-102, расположенные в эксплуатационной колонне при зенитном угле менее 450.

При строительстве данной скважины предлагаю использовать долота фирмы «Hughes Christensen» серии МХ для направленного бурения, как зарекомендовавшие себя при бурении на данной площади, кроме того, с учётом выполнения долотной программы, разработанной для каждого типа долота (поставляется вместе с долотом), фирма «Hughes Christensen» гарантирует проходку на долота этой серии до 1000 м. С учётом опыта бурения предыдущих скважин и по согласованию с заказчиком, принимаем коэффициент запаса 1,6, что даст среднюю проходку на долото 550 м. Требуемое количество долот для интервала бурения с телесистемой (набор угла и стабилизация параметров) составит 5 шт. При применении этих долот и телесистемы ожидается увеличение механической скорости бурения в 1,5 раза.

Крепление скважины

Расчёт обсадных колонн производится по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, испытании и др. работах), при этом учитывается раздельное и совместное их действие.

Таблица 5 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Шифр	Количество, шт.	Применяется при бурении в интервале по стволу, м	
			от (верх)	до (низ)
Циркуляционная система		1	0	3558
Вибросито	Derrick FLC-58, BC-1	2	0	3558
Пескоотделитель	ПГ-400	1	0	3558
Илоотделитель гидродисклонный	ИГ-45 М или имп.	1	0	3558
Перемешиватель лопастной механический	ПЛ1-У2	6	0	3558
Насос шламовый горизонтальный	6Ш8-2	3	0	3558
Насос шламовый вертикальный	ВШН-250	1	0	3558
Глиномешалка механическая	МГ2-4Х	1	0	3558
Центрифуга	ОГШ-320 или имп.	1	0	3558
Гидроворонка	СГМ100	1	0	3558
Шнек для удаления шлама		1	0	3558

Примечание:

Возможно применение сертифицированной импортной или российской системы очистки, как в целом, так и отдельного оборудования с аналогичными параметрами. Шлам собирается в шламособорники. Для осветления бурового раствора возможно применение блока коагуляции и флокуляции

Таблица 6 – Характеристика бурового раствора

Тип раствора		Полимерглинистый раствор на основе Полипака или его аналога	Полимерглинистый раствор на основе Полипака или его аналога	Полимерглинистый раствор на основе Полипака или его аналога	Биополимерный буровой раствор	
Интервал по стволу, м	от (верх)	0	500	1409	3358	
	до (низ)	500	1409	3358	3558	
	длина	500	909	1950	200	
Параметры бурового раствора	плотность, г/см ³	1,18	1,14	1,10	1,08	
	вязкость, сек	40–50	25–30	20–25	20–25	
	водоотдача, см ³ /30 мин.	6–8	6–8	4–6	4–5	
	СНС, мгс/см ² через	1 мин.	20–25	15–20	5–10	10–15
		10 мин.	30–40	20–30	10–15	15–20
	толщина корки, мм	1,5–2,0	1,0–1,5	0,5–1,0	0,5	
	содержание песка, %	0,5–1	0,5	0,5	0,2	
	pH	7,5–8,5	7,5–8,5	7,5–8,5	8,5–9,5	
	общая минерализация, г/л	1–3	0,5–1	0,5–1	20–30	
	пластическая вязкость, сПз	35–40	6–7	6–7	10–15	
динамическое натяжение сдвига, Па	20–25	13–14	13–14	15–20		

Расчёт эксплуатационной колонны

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на глубину 2945 м (3358 м по стволу). Максимальное ожидаемое давление на устье во время возможного газоконденсатопроявления при закрытом устье скважины будет при освоении продуктивного объекта БУ₈ $P_{е.у.} = 5,73$ МПа.

При цементировании эксплуатационной колонны максимальное внутреннее давление на устье будет после продавливания цементного раствора в затрубное пространство в момент создания давления «СТОП»:

$$P_{\text{«стоп»}} = P_{е.у.} + 3,0. \quad (1)$$

Давление на цементировочной головке определяется по формуле:

$$P_{е.у.} = P_1 + P_2, \quad (2)$$

где P_1 – давление, создаваемое за счёт разности плотности жидкости в затрубном пространстве и в трубах; P_2 – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений (находится по формуле Шищенко-Бакланова):

- при глубине скважины до 1500 м:

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

- при глубине скважины более 1500 м:

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 0,8 \text{ МПа}.$$

$$P_{\text{«стоп»}} = 10^{-5} \cdot [845 \cdot (1800 - 1100) + 2100 \cdot (1400 - 1100)] + 0,001 \cdot 3358 + 0,8 + 3 = 19,37 \text{ МПа}.$$

Давление опрессовки эксплуатационной колонны

Испытание эксплуатационной колонны на герметичность проводится опрессовкой с заполнением её водой (п. 2.7.5.2 ПБ 08-624-03). Давление опрессовки на устье выбирается из максимального ожидаемого давления на устье во время цементирования скважины:

$$P_{опу} = 1,1 \cdot P_{е.у.} \quad (3)$$

$$P_{опу} = 1,1 \cdot 19,37 = 21,31 \text{ МПа}.$$

Для колонн диаметром 168 мм минимальное давление опрессовки – 11,5 МПа. Следовательно, давление опрессовки на устье для эксплуатационной колонны принимаем: $P_{опу} = 21,5$ МПа

Устьевое и противовыбросовое оборудование

После спуска и цементирования каждая обсадная колонна обязывается на устье последовательно с предыдущей колонной с помощью колонной головки. На обсадные колонны, начиная с кондуктора, при бурении ниже которых возможны газонефтеводопроявления, а также на эксплуатационную колонну перед перфорацией объекта или проведения в ней работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается противовыбросовое оборудование (далее ПВО).

Выбор колонной головки и блока превенторов в проекте произведён исходя из максимально возможного (ожидаемого) давления на устье. Рабочее давление этого оборудования должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность.

Схема обвязки ПВО для бурения и испытания скважин должна быть разработана буровым предприятием и согласована с органами Ростехнадзора.

Монтаж и опрессовка превенторов должны производиться в соответствии с «Инструкцией по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой», утверждённой техническим руководителем предприятия и согласованной с территориальными органами Ростехнадзора России и противofонтанной службой.

Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление.

После монтажа превенторной установки или спуска очередной обсадной колонны до разбуривания цементного стакана превенторная установка совместно с обсадной колонной до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой на давление опрессовки обсадной колонны. Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление 10 МПа. Результаты опрессовки оформляются актом. В зимнее время опрессовка противовыбросового оборудования производится незамерзающей жидкостью, обладающей низкой вязкостью.

По окончании монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца за обсадной колонной дальнейшее бурение скважины может быть продолжено после получения письменного разрешения представителя противофонтанной службы, выданного в присутствии специалистов, назначенных приказом по предприятию.

Освоение скважины

Получение притока газоконденсата из пласта в значительной степени зависят от технологии бурения, состава и физико-химических свойств применяемых промывочных жидкостей, длительности воздействия промывочной жидкости на пласт, а также от качества работ по разобщению проектного пласта от других проницаемых горизонтов.

В зависимости от типа коллектора промывочная жидкость в той или иной степени оказывает воздействие на него: фильтрат и твёрдые частицы, проникая в пласт, забивают поры коллектора, снижают проницаемость призабойной части пласта, затрудняя приток газоконденсата к скважине после создания депрессии.

Лабораторные и промысловые исследования показали, что загрязнение (забивания открытых пор коллектора) призабойной зоны пласта в большой степени зависит от величины проницаемости коллектора, которая предопределена площадью сечения открытых поровых каналов.

Глубина проникновения фильтрата и самой промывочной жидкости в пласт определяется величиной репрессии, которая устанавливается коэффициентом аномальности и является минимизированной в данном проекте в соответствии с ТЗ ($K_a = 1,0$).

Снижение степени отрицательного влияния промывочной жидкости на коллекторские свойства вскрываемых пластов достигается также запроектированным в настоящем проекте биополимерным раствором Flo-Pro с использованием высокоэффективных химических реагентов Hibtrol, Duovis, Polipac-R, Polipac-ELV и других, который обеспечивает:

- минимальный коэффициент набухания глинистых включений коллектора при проникновении фильтрата раствора в пласт путём превращения неустойчивых разбухающих глин в более устойчивые псевдо-слядяные структуры,
- высокие динамические и статические напряжения сдвига при низкой пластической вязкости,
- минимальное поверхностное натяжение (гидрофобизация поверхности коллектора) на границе «фильтрат – углеводородное содержимое пласта».

Освоение пластов в эксплуатационной колонне

Настоящий раздел разработан в соответствии с технологическими регламентами на проектирование и строительство скважин (освоение и испытание) и другими руководящими документами, а также с учётом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Москва, 2003 г.).

Вторичное вскрытие продуктивных пластов, при спуске хвостовика с фильтровыми трубами ФГС-114, производится после разбуривания пробок УСПХН-114/168 на биополимерном растворе плотностью не более 1,08 г/см³ и получения канала сообщения между фильтровыми трубами хвостовика и эксплуатационной колонной. В скважину спускается лифтовая колонна НКТ, биополимерный раствор заменяется на конденсат. Тем самым процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока газоконденсата из пласта в скважину.

При этом способе одной из главных и наиболее важных задач является выбор величины депрессии на пласт. Так как глубокая и тем более резкая депрессия на пласт с одной стороны будет способствовать очищению призабойной зоны пласта от загрязнения, а с другой стороны она может вызвать не только разрушение его структуры и призабойной зоны скважины, но и закрытие трещин, прорыв подошвенной воды или воды из других горизонтов.

В связи с тем, что величина депрессии на пласт зависит от плотности и прочности породы, от наличия и размера трещин, от степени загрязнения призабойной зоны и т.д., она корректируется и уточняется геологической службой «Заказчика» по результатам исследований после первичного вскрытия продуктивных пластов.

Устье скважины перед освоением оборудуется двумя превенторами ПМТР-156х35 по схеме, разработанной буровым предприятием и согласованной с территориальным органом Ростехнадзора России и противофонтанной службой (пп. 2.9.1 и 2.9.2 ПБ 08-624-03). Фонтанная арматура, превентор, лубрикатор до установки на устье скважины должны быть опрессованы на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны (пп. 2.9.4 и 2.9.9 ПБ 08-624-03).

Литература:

1. Стандарт предприятия. Техничко-технологический регламент на проектирование и строительство скважин. – Мегион : ОАО «СН-МНГ», 2000.
2. Зональный рабочий проект на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на пласт БУ₈. – Тюмень : ОАО «СибНИИНП», 2003.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири : РД 39-0148070-6.027-86. – Тюмень : СибНИИНП, 1986.
4. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
5. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
7. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
17. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.

19. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы в Заполярном круге. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html

20. Галикеев И.А., Иванова Т.Н., Рябов П.П. Анализ забойного телеметрического оборудования на современном этапе развития бурения 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. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 72–75.

21. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения: 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. 76–82.

22. Евдаков С.Н., Лубянова С.И. Технология проводки горизонтальных скважин телеметрическими системами с беспроводным электромагнитным каналом на примере телеметрической системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ-М // 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. 83–84.

23. Кузнецов В.А., Абишев А.Г., Бейлярова Г.А. Новые способы бурения многоствольных 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. 135–137.

24. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99

25. Сафронов С.И., Дё А.Д., Шафигуллин А.М. Анализ телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 295–302.

26. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

References:

1. Standard of the enterprise. Technical production schedules on design and construction of wells. – Megion : JSC SN-MNG, 2000.

2. The zone working draft on construction of operational horizontal wells on BU₈ layer. – Tyumen: JSC SIBNIINP, 2003.

3. The instruction for drilling of inclined wells from well pads on oil fields of Western Siberia : RD 39-0148070-6.027-86. – Tyumen : SibNIIN, 1986.

4. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra publishing house, 2000. – 262 p.

5. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields by the systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.

6. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.

7. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

10. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
14. Kudinov V.I., Savelyev V.A., Bogomolny E.I., Shaykhutdinov R.T., Timerkayev M.M., Golubev G.R. Construction of horizontal wells. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2007. – 688 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.
17. Suchkov B.M. Horizontal wells. – Moscow-Izhevsk : Research Center Regul'yarnaya i haoticheskaya dinamika, 2006. – 424 p.
18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Face publishing house, 2016. – 290 p.
19. Technology of drilling of horizontal wells by means of a telesystem in the Polar circle. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html
20. Galikeev I.A., Ivanova T.N., Ryabov P.P. The analysis of the bottomhole telemetric equipment at the present stage of development of well-drilling // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 72–75.
21. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical technology solutions on increase in efficiency of drilling of side horizontal trunks on fields of Western Siberia // Bulatovskiyе of reading: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 76–82.
22. Evdakov S.N., Lubyanova S.I. Technology of conducting of horizontal wells telemetric systems with a wireless electromagnetic channel on the example of the telemetric system of small diameter ZTS-42EM-M // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 83–84.
23. Kuznetsov V.A., Abishev A.G., Beylyarova G.A. New ways of drilling of many and barreled horizontal wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 135–137.
24. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of development of the Samburgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 73–99.
25. Safronov S.I., A.D., Shafigullin A.M. The analysis of a telemetric system with a complex of geophysical devices for logging in real time // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 295–302.
26. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

УДК 621.01
69.04

СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ И СИНТЕЗ ФЕРМ

STRUCTURAL ANALYSIS AND SYNTHESIS OF FARM

Смелягин Анатолий Игоревич

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

Smelyagin Anatoly Igorevich

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

Аннотация. Изучение любых инженерных объектов обычно начинают со структурного анализа. Это объясняется тем, что прежде чем приступить к расчету и исследованию любой конструкции специалисту необходимо знать с каким объектом он имеет дело. Показано, что структурный анализ и синтез машин, механизмов, строительных конструкций это единая наука. Однако исторически сложилось так, что в разных областях инженерной и научной деятельности структурный анализ развивался самостоятельно. Это привело к тому, что для решения одних и тех же задач в одной области науки используются различные термины, методы и теории. Так в строительной механике раздел, занимающийся структурным анализом статических конструкций, почему-то называется кинематическим анализом сооружений в который ещё вводят чужеродные и ненужные для структуры механических объектов понятия. В работе, на многочисленных примерах, показано, что для синтеза и определения статической неопределимости любых строительных конструкций достаточно использовать предложенные структурные формулы и математические модели.

Annotation. The study of any engineering objects usually begin with a structural analysis. This is explained by the fact that before proceeding with the calculation and study of any design, a specialist needs to know what object he is dealing with. It is shown that structural analysis and synthesis of machines, mechanisms, building structures is a single science. However, historically, in different areas of engineering and scientific activity, structural analysis developed independently. This led to the fact that for solving the same problems in the same field of science, different terms, methods and theories are used. So in structural mechanics, the section dealing with the structural analysis of static structures is for some reason called the kinematic analysis of structures into which concepts that are alien and unnecessary for the structure of mechanical objects are also introduced. In the work, on numerous examples, it is shown that for the synthesis and determination of the static indeterminacy of any building structures, it is sufficient to use the proposed structural formulas and mathematical models.

Ключевые слова: структура, анализ, синтез, конструкции, фермы, опоры, структурные формулы, структурные математические модели статически определимые неопределимые конструкции, избыточные связи, местные степени свободы.

Keywords: structure, analysis, synthesis, structures, trusses, supports, structural formulas, structural mathematical models, statically definable indefinable constructions, redundant links, local degrees of freedom.

Введение

Инженерные объекты можно разделить на две большие группы – подвижные (механизмы и машины) и неподвижные (строительные конструкции). В свою очередь неподвижные объекты делят на статически определимые и статически неопределимые конструкции.

При создании любого механического объекта на стадии его разработки и проектирования постоянно приходится решать задачи, связанные с его подвижностью и статической неопределимостью.

Устройство является подвижным, если у него число степеней свободы равно или больше единицы.

Устройство является неподвижным (статическим), если у него число степеней меньше единицы.

Под степенью статической неопределимости объекта обычно понимают разность между числом неизвестных реакций и числом независимых уравнений равновесия, которые могут быть составлены для рассматриваемой системы [3].

Механическая система считается статически определимой, если число неизвестных реакций равно или меньше числа независимых уравнений равновесий.

Механическая система считается статически неопределимой, если число неизвестных усилий больше числа независимых уравнений равновесий.

Из сказанного следует, что раскрыть статическую неопределимость механической системы можно только после силового анализа. Составление и анализ уравнений равновесия любой механической системы является трудоемким процессом, который требует специалистов высокой квалификации.

Такой алгоритм проектирования механических систем усложняет и удорожает процедуру их создания.

Покажем, что для определения статической неопределимости любой механической конструкции нет необходимости заниматься её силовым анализом, а достаточно проанализировать только ее структуру [5–10].

Отметим, что структурный анализ и синтез машин, механизмов, конструкций это единая наука.

Однако исторически сложилось так, что в разных областях инженерной и научной деятельности структурный анализ развивался самостоятельно.

Это привело к тому, что для решения одних и тех же задач в одной области науки используются различные термины, методы и теории [1–10].

Так в строительной механике [1, 2, 4, 11, 12]:

- раздел, занимающийся структурным анализом статических конструкций, почему-то называется кинематическим анализом сооружений;
- вводят чужеродные и ненужные для структуры механических объектов понятия:
- диск, кинематическая связь, простые и кратные шарниры, цилиндрическая подвижная опора и т.д.

Балки, брусья, стержни, пластины, оболочки, фермы и т.п. конструкции находят широкое применение на практике, как самостоятельные объекты, так и к ним при расчетах приводятся и большинство деталей, звеньев и тому подобных изделий.

Покажем, на примере ферм, эффективность теории структурного анализа и синтеза механизмов и машин.

Ферма (фр. *ferme*, лат. *firmus*) – это геометрически не изменяемая стержневая конструкция.

Фермы обычно изготавливают из прямолинейных стержней [1–4], которые соединяются между собой различными способами. Места соединения стержней фермы называют узлами. При расчёте ферм принимают, что узловые соединения являются подвижными (шарнирными), а действующие на ферму нагрузки считают сосредоточенными в узлах. Допущения о шарнирном соединении узлов и узловом приложении нагрузки позволяют при расчёте фермы рассчитывать стержни на растяжение-сжатие. При расчете ферм весом стержней и трением в шарнирах пренебрегают. Расчет ферм сводится к определению опорных реакций и усилий в стержнях.

Фермы применяют главным образом в строительстве (пролётные строения зданий, мостов, мачты, опоры линий электропередачи, и др.) и других отраслях в качестве несущих конструкций.

Фермы могут воспринимать нагрузку лишь в том случае, если они сохраняют заданную им при возведении внутреннюю структуру, то есть геометрическую форму и положение. Другими словами, сооружение должно быть геометрически неизменяемым и неподвижным относительно основания. Изменение формы фермы возможно лишь в допустимых пределах за счет деформации ее элементов.

Структурный анализ ферм

При разработке и проектировании ферм постоянно приходится решать ответственную задачу их структурного анализа. Отметим, что если ферма будет не правильно спроектирована, то она в процессе эксплуатации может сложиться, что приведет к катастрофическим последствиям.

Для выяснения того, обладает ли проектируемая ферма способностью сохранять свою первоначальную форму, а также для уяснения роли, которую играют ее от-

дельные элементы в работе сооружения, служит структурный анализ. Существовавший до настоящего времени структурный анализ ферм [1, 2, 4]:

- часто проводился по структурным моделям (расчетным схемам), не соответствующим реальному объекту;
- был разработан только для «плоских» объектов;
- проводился по структурным формулам, не отражающим физической сути явлений, происходящих в исследуемом объекте;
- не учитывал и не применял современные методы и достижения более развитого структурного анализа, используемого при анализе машин и механизмов.

В работах [5–10] доказано, что для определения статической неопределимости любой механической системы, в том числе и ферм, нет необходимости заниматься составлением и решением уравнений статики, а достаточно проанализировать только ее структуру (определить подвижность) с помощью [5–10] структурных формул (1) и (2):

$$W = \Pi n - \sum_{i=1}^{\Pi-1} (\Pi - i) p_i, \quad (1)$$

$$W = \sum_{i=1}^{\Pi-1} i p_i + \Pi k, \quad (2)$$

и структурных математических моделей (3) и (4):

$$\left\{ \begin{array}{l} 2p = \sum_{t=T-j}^2 t \cdot n_t + S; \\ n = \sum_{t=T-j}^2 n_t; \\ W = \sum_{i=1}^{\Pi-1} i \cdot p_i - k \cdot \Pi; \\ k = p - n; \\ p = \sum_{i=1}^{\Pi-1} p_i; \\ T \leq k + 1 \end{array} \right. \quad (3) \quad \left\{ \begin{array}{l} 2p = \sum_{t=T-j}^2 t \cdot n_t + S; \\ n = \sum_{t=T-j}^2 n_t; \\ W = \Pi \cdot n - \sum_{i=1}^{\Pi-1} (\Pi - i) p_i; \\ k = p - n; \\ p = \sum_{i=1}^{\Pi-1} p_i; \\ T \leq k + 1 \end{array} \right. \quad (4)$$

где W – подвижность (число степеней свободы); Π – подвижность пространства в котором существует исследуемый объект; n – общее число звеньев (стержней);

$p = \sum_{i=1}^{\Pi-1} p_i$ – общее число кинематических пар; p_i – количество пар i -той подвижности в исследуемой механической системе; i – целочисленный индекс $i = 1, 2, 3, \dots$;

$k = p - n$ – число независимых замкнутых контуров; T – базовое звено, то есть звено с наибольшим числом элементов кинематических пар; n_t – число t -вершинных звеньев, входящих в конструкцию; S – число элементов кинематических пар, которыми кинематические цепи устройства присоединяются к стойке; $j = 0, 1, 2, \dots$ – целочисленный индекс.

Структурные математические модели механических систем позволяют правильно и однозначно определить, какой правильную или неправильную структуру имеет исследуемый объект. Кроме того, структурные математические модели позволяют не изобретать новые механические системы, а целенаправленно их синтезировать.

Определим статическую неопределимость широко распространенных на практике ферм и проверим их структуру.

Пример 1

Раскроем статическую определимость простейшей фермы, приведенной на рисунке 1.

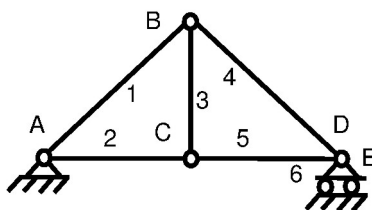


Рисунок 1 – Структурная схема фермы

Анализ рисунка 1 показывает, что изображенная ферма не удобна для структурного анализа, так как из-за совмещенности в узлах шарниров (кинематических пар) трудно подсчитать их общее количество p . Так же сложно определить по этой расчетной схеме каким количеством элементов кинематических пар (вершин) обладают стержни (звенья).

Для удобства структурного анализа представим исследуемую ферму в развернутом виде (рис. 2).

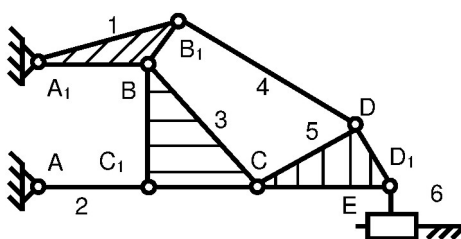


Рисунок 2 – Развернутая структурная схема фермы

Из рисунка 2 видно, что узлы A, B, C, D состоят, соответственно, из двух неподвижных кинематических вращательных пар ($p_1 = 2$). Кстати, количество шарниров p , которые входят в узел, можно определить и, не разворачивая его, если воспользоваться формулой:

$$p = n - 1 + S, \quad (5)$$

где n – число стержней, сходящихся в узле; p – число кинематических пар (шарниров) в узле; S – число присоединений к стойке для опорных узлов.

Найдем, в соответствии с (5), число кинематических пар в узлах:

- узел A – $p = 2 - 1 + 1 = 2$;
- узел B – $p = 3 - 1 + 0 = 2$;
- узел C – $p = 3 - 1 + 0 = 2$;
- узел D – $p = 3 - 1 + 0 = 2$;
- узел E (кинематическая пара) – $p = 1 - 1 + 1 = 1$.

Анализ фермы (рис. 2) показывает, что она существует в трехмерном ($M = 3$) трехподвижном ($\Gamma = 3$) пространстве.

Ферма (рис. 2) имеет шесть звеньев ($n = 6$) из которых пять стержней и одна подвижная опора, девять кинематических пар $p = p_1 = 2 + 2 + 2 + 2 + 1 = 9$.

Следовательно, её число степеней свободы (подвижность) по структурным формулам (1) и (2) определится, соответственно: $W = 3 \cdot 6 - 2 \cdot 9 = 0$; $W = 9 - 3 \cdot 3 = 0$.

Из последних решений следует, что исследуемая ферма представляет собой статически определимую конструкцию, так как она имеет нулевую подвижность.

Проверим правильность структуры фермы с помощью структурных математических моделей.

Из рисунка 2 следует, что базовое звено фермы имеет три вершины ($T = 3$) и ферма имеет три независимых замкнутых контура ($k = p - n = 9 - 6 = 3$).

Независимым замкнутым контуром будем считать такой контур, который отличается от других контуров, по крайней мере, одним звеном или одной кинематической парой.

Контур образуется в результате мысленного проведения непрерывной линии по телам и кинематическим парам механической системы от одного присоединения к стойке или закреплению к звену к другим присоединениям и закреплениям с обязательным возвратом в исходное положение. Раскроем понятие независимого замкнутого контура k на примере развернутой фермы (рис. 2).

В исследуемой механической системе (рис. 2) можно мысленно провести много различных замкнутых контуров. Однако независимыми будут только три, например, контуры $A1BC1AA1$, $B1BDCB1$, $ED1CC1AE$. Видно, что в эти три контура вошли все шарниры и звенья исследуемой фермы.

Тогда, подставив все исходные данные в структурную математическую модель, например, (3), получим:

$$\begin{cases} 2 \cdot 9 = 3 \cdot 3 + 2 \cdot 3 + 3 = 18 \\ 6 = 6 \\ 0 = 1 \cdot 9 - 3 \cdot 3 = 0 \\ 3 = 3 \\ 9 = 9 \\ 3 = 3 \end{cases}$$

Так как все уравнения системы превратились в тождества, то, следовательно, ферма по рисунку 2 имеет правильную структуру, и она статически определимая конструкция.

Пример 2

Проведем структурный анализ и определим статическую определимость фермы, приведенной на рисунке 3.

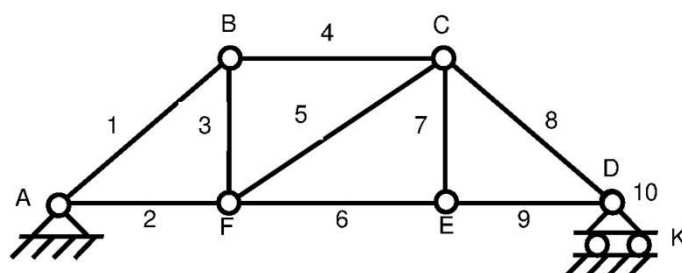


Рисунок 3 – Ферма

Анализ рисунка 3 показывает, что изображенная ферма не удобна для структурного анализа, так как сложно сразу определить число шарниров (кинематических пар) в узлах. Для подсчета шарниров в узлах воспользуемся формулой (5).

Из рисунка 3 видно, что узел A – опорный. Он состоит из двух ($n = 2$) стержней и имеет одно присоединение к стойке ($S = 1$). Тогда в соответствии с (3), в узле A находится две кинематические пары ($p_1 = 2 - 1 + 1 = 2$). В узлах B, D и E закреплены по три ($n = 3, S = 0$), следовательно, они в соответствии с (5.18) состоят из двух шарниров ($p_1 = 2 - 1 + 0 = 2$). В узлах C и F сходятся четыре ($n = 4, S = 0$) стержня, следовательно, они в соответствии с (5.18) состоят из трех шарниров ($p_1 = 4 - 1 + 0 = 3$). Итак, анализируемая ферма имеет десять звеньев ($n = 10$) и пятнадцать ($p = p_1 = 15$), включая пару K , одноподвижных вращательных кинематических пар.

Анализ фермы (рис. 3) показывает, что она существует в трехмерном ($M = 3$) трехподвижном ($L = 3$) пространстве.

Ферма имеет пять независимых замкнутых контуров ($k = p - n = 15 - 10 = 5$).

Следовательно, ее число степеней свободы (подвижность), соответственно, определится: $W = 3 \cdot 10 - 2 \cdot 15 = 0$; $W = 15 - 3 \cdot 3 = 0$.

Из последних решений следует, что исследуемая ферма представляет собой статически определимую конструкцию, так как она имеет нулевую подвижность.

Структурный анализ подвижных ферм

Пример 3

Проведем структурный анализ и определим статическую определимость поворотной фермы, приведенной на рисунке 4.

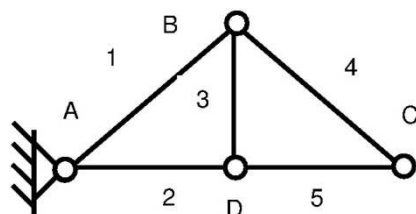


Рисунок 4 – Поворотная ферма

Из рисунка 4 видно, что ферма имеет одно присоединение к стойке ($S = 1$) в опорном узле А, к которому присоединены еще два ($n = 2$) стержня 1 и 2. Тогда, в соответствии с (5), в узле А находится две кинематические пары ($p_1 = 2$). В узлах В и D закреплены по три ($n = 3$, $S = 0$) стержня, следовательно, они в соответствии с (5) состоят из двух шарниров ($p_1 = 2$). В узле С сходятся два ($n = 2$, $S = 0$) стержня, следовательно, он в соответствии с (5) состоит из одного шарнира ($p_1 = 1$). Итак, анализируемая ферма имеет пять звеньев ($n = 5$) и семь одноподвижных вращательных кинематических пар ($p = p_1 = 7$).

Анализ фермы (рис. 4) показывает, что она существует в трехмерном ($M = 3$) трехподвижном ($\Gamma = 3$) пространстве.

Ферма имеет два независимых замкнутых контура ($k = 7 - 5 = 2$).

Следовательно, ее подвижность, соответственно, определится: $W = 3 \cdot 5 - 2 \cdot 7 = 1$; $W = 7 - 2 \cdot 3 = 1$.

Из последних решений следует, что исследуемая конструкция имеет одну степень свободы, то есть она подвижна. Эта степень свободы необходима для её поворота в шарнире А. Следовательно, сама ферма имеет нулевую подвижность и поэтому представляет собой статически определимую конструкцию.

Отметим, что найти подвижность поворотной фермы по рисунку 4 с помощью структурных формул (1) и (2) правильно удалось только потому, что поворот фермы осуществляется в том же пространстве, в котором существует и сама ферма.

Пример 4

Исследуем структуру и определим статическую определимость поворотной фермы, приведенной на рисунке 5.

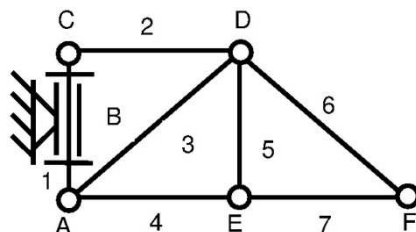


Рисунок 5 – Поворотная ферма

Анализ конструкции (рис. 5.29) показывает, что она состоит из фермы, которая существует в трехмерном ($M = 3$) трехподвижном пространстве ($\Gamma = 3$), и шарнира В, который позволяет ферме вращаться вокруг оси, которая перпендикулярна осям шарниров фермы А, С, D, Е и F. Следовательно кинематическая пара В существует в другом пространстве, а именно, она существует в одномерном ($M = 1$) одноподвижном ($\Gamma = 1$) пространстве [5, 6].

Так как исследуемая ферма существует в одном пространстве (в плоскости рисунка), а её вращение, с помощью звена закрепления 1, происходит в шарнире В, ко-

торый существует в другом пространстве, то, в соответствии с [5, 6], в результате объединения двух устройств, существующих в разных пространствах получается сложная механическая система.

В [5, 6] показано, что подвижность сложных систем должна определяться по формуле (6), которая имеет вид:

$$W_{смс} = \sum_{i=1}^n W_i, \quad (6)$$

где $W_{смс}$ – подвижность сложной механической системы; W_i – подвижность i -той простой механической системы, которая входит в состав сложной.

Из рисунка 5 следует, что исследуемая сложная механическая система состоит из двух простых систем:

- кривошипа 1, который является звеном закрепления, и вращательной кинематической пары В ($W_{\Pi} = 1$);
- фермы, состоящей из стержней 1–7 и шарниров А, С, D, Е и F ($W_{\Phi} = 0$).

Тогда в соответствии с (6) подвижность этой сложной механической системы определится:

$$W_{смс} = W_{\Phi} + W_{\Pi} = 0 + 1 = 1. \quad (7)$$

Из (7) следует, что рассматриваемая конструкция является одноподвижной.

Анализ конструкции (рис. 5) показывает, что эта подвижность необходима для поворота конструкции вокруг шарнира В. Следовательно, сама поворачиваемая конструкция имеет нулевую подвижность и, поэтому, она является статически определимой фермой.

Структурный анализ безопорных ферм

Часто, проектировать, анализировать и синтезировать сложные фермы по заданным входным и выходным условиям удобнее, если рассматривать их ещё не присоединенными к опорам. Назовем такие фермы безопорными.

Безопорные фермы, чтобы правильно выполнять свою функцию, должны иметь соответствующую структуру и быть статически определимыми. Поэтому найдем структурные формулы для определения подвижности таких конструкций на этапе их разработки и расчета.

Полученная ранее структурная формула для любых механических систем (1) имеет вид:

$$W = \Pi n - \sum_{i=1}^{\Pi-1} (\Pi - i) p_i, \quad (8)$$

Если ферму отсоединить от опор, то число её звеньев уменьшится на количество подвижных опор (m), на которые впоследствии будет устанавливаться безопорная ферма. С учетом, сказанного (8) примет вид:

$$W = \Pi(n - m) - \sum_{i=1}^{\Pi-1} (\Pi - i) p_i. \quad (9)$$

Полученное выражение (9) представляет собой структурную формулу для любых безопорных механических систем.

Раскроем скобки в (9):

$$W = \Pi n - \Pi m - \Pi \sum_{i=1}^{\Pi-1} p_i + \sum_{i=1}^{\Pi-1} i p_i. \quad (10)$$

Введем ранее принятые обозначения:

$$\sum_{i=1}^{\Pi-1} p_i = p; \quad (11)$$

$$p - n = k, \quad (12),$$

где k – число независимых замкнутых контуров.

Отметим, что смысловое понятие для механических систем и безопорных ферм немного не совпадает между собой и поэтому оно несёт в этом случае формальный характер.

С учетом (11) и (12) структурная формула (10) примет вид:

$$W = \sum_{i=1}^{\Pi-1} ip_i - \Pi k - \Pi m. \quad (13)$$

Преобразуем (13), в результате получим:

$$W = \sum_{i=1}^{\Pi-1} ip_i - \Pi(k + m). \quad (14)$$

Выражение (14) является структурной формулой для любых безопорных механических систем, которые включают в себя и фермы.

Преобразуем (9) и (14) для широко распространенных на практике двухопорных ферм, которые:

- имеют одну шарнирно неподвижную, а другую шарнирно подвижную опоры ($m = 1$);
- существуют в трехмерном ($M = 3$) трехподвижном ($\Pi = 3$) пространстве («плоские» фермы);
- имеют только одноподвижные кинематические пары (p_1).

$$W = 3(n - 1) - 2p_1; \quad (15)$$

$$W = p_1 - 3(k + 1). \quad (16)$$

Заметим, что структурная формула (16), после подстановки в нее (12) превращается в формулу (15), а, следовательно, при анализе безопорных ферм нет необходимости определять число независимых замкнутых контуров.

Найдем с помощью структурной формулы (15) подвижность (число степеней свободы) широко распространенных на практике ферм.

Пример 5

Раскроем статическую определимость простейшей безопорной фермы, приведенной на рисунке 6.

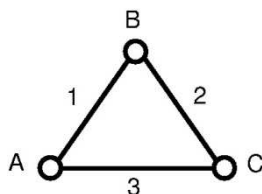


Рисунок 6 – Структурная схема безопорной фермы

Анализ рисунка показывает, что изображенная ферма не имеет опор, то есть представляет собой просто кинематическую цепь, которая не присоединена к стойкам ($S = 0$). Конструкция имеет три стержня ($n = 3$) и три ($p_1 = 3$) одноподвижные вращательные кинематические пары (шарнира).

Найдем подвижность этой конструкции, для чего воспользуемся структурной формулой (15) $W = 3 \cdot 2 - 2 \cdot 3 = 0$.

Из решения следует, что исследуемая безопорная ферма, так как она имеет нулевую подвижность, представляет собой статически определимую конструкцию.

Пример 6

Найдем подвижность безопорной фермы, приведенной на рисунке 7.

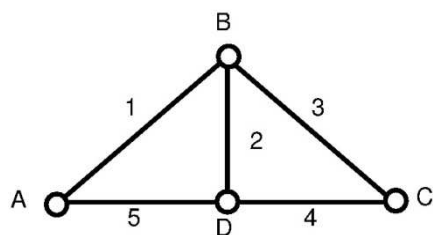


Рисунок 7 – Структурная схема безопорной фермы

Анализ фермы (рис. 7) показывает, что она существует в трехмерном ($M = 3$) трехподвижном ($\Gamma = 3$) пространстве. Конструкция имеет пять ($n = 5$) звеньев и шесть ($p = p_1 = 6$) кинематических пар. Следовательно, ее число степеней свободы (подвижность) определится (15) $W = 3 \cdot 4 - 2 \cdot 6 = 0$.

Из найденного решения следует, что исследуемая безопорная ферма представляет собой статически определимую конструкцию, так как она имеет нулевую подвижность. Аналогично, можно проводить структурный анализ любых ферм.

Пример 7

Найдем подвижность пространственной безопорной строительной конструкции (фермы), приведенной на рисунке 8.

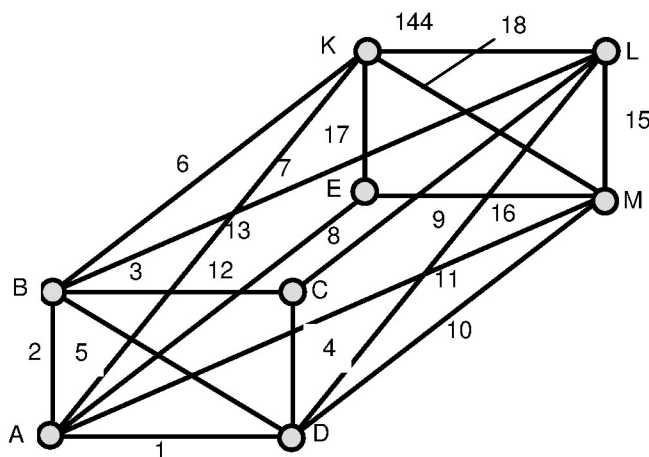


Рисунок 8 – Структурная схема безопорной фермы

Представленная на (рис. 8) конструкция, состоит из стержней, которые соединены между собой в узлах с помощью сферических кинематических пар (на рисунке сферические пары изображены в виде залитых серой краской окружностей).

Анализ конструкции (рис. 8) показывает, что она существует в трехмерном ($M = 3$) шестиподвижном ($\Gamma = 6$) пространстве. На практике такие конструкции принято называть пространственными фермами.

Конструкция имеет восемнадцать ($n = 18$) звеньев и двадцать восемь ($p = p_3 = 28$) трёхподвижных сферических кинематических пар (шарниров).

Ферма имеет десять независимых замкнутых контуров $k = p - n = 28 - 18 = 10$.

Число степеней свободы (подвижность) этой конструкции, в соответствии с (9) и (14), соответственно, определится: $W = 6 \cdot 17 - 3 \cdot 28 = 18$; $W = 3 \cdot 28 - 6 \cdot 11 = 18$.

Из последних решений следует, что исследуемая безопорная конструкция имеет восемнадцать степеней свободы, следовательно, можно сделать вывод, что она подвижная. Однако не так. Анализ этих степеней свободы показывает, что они являются местными или избыточными степенями свободы. Эти степени свободы возникают из-за возможного вращения стержней вокруг своих осей. Известно [5, 6], что местные степени свободы не влияют на основную функцию механической системы, то есть они не делают конструкцию геометрически изменяемой, и поэтому их можно не устранять.

Итак, исследуемая безопорная конструкция является фермой, так как она имеет нулевую подвижность и представляет собой статически определимую конструкцию.

Структурный синтез ферм

Фермы являются разновидностью строительных конструкций, которые имеют широкое применения в практической деятельности человечества. Фермы, как и ранее рассмотренные строительные конструкции можно синтезировать разными методами:

- интуитивно, опираясь на предыдущий опыт;
- целенаправленно с помощью наложения структурных групп Ассура;
- с помощью структурных математических моделей.

Традиционно синтез ферм проводят в два этапа:

- определяют структуру будущего устройства (*структурный синтез*);
- по заданным силовым воздействиям определяют размеры его звеньев (*параметрический синтез*).

Задачей структурного синтеза является разработка структурной схемы будущей фермы по заданной статической определимости (подвижности), с учетом желаемых силовых характеристик.

В настоящее время структуру вновь проектируемых ферм, преимущественно, выбирают интуитивно, опираясь на опыт и квалификацию разработчиков. Такой подход обычно позволяет найти приемлемое решение. Однако такое решение не всегда рационально, поскольку невозможно проанализировать все возможные варианты исполнения.

В настоящем разделе рассматриваются и разрабатываются новые методы синтеза ферм.

Предлагаемые методы структурного синтеза конструкций основываются на применении структурных групп и структурных математических моделей [5,6].

Фермы, как и другие строительные конструкции, можно образовывать с помощью структурных групп. Покажем это.

Так если двухпроводковую структурную группу присоединить к балке, то в результате получим простейшую классическую трёхстержневую ферму (рис. 9).

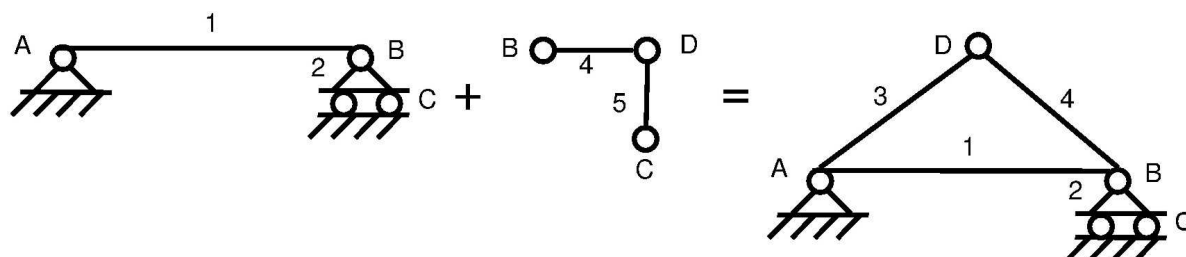


Рисунок 9 – Образование трёхстержневой фермы

Если к трёхстержневой ферме (рис. 9) присоединить двухпроводковую структурную группу Ассура, то получим более сложную по конструкции ферму (рис. 10)

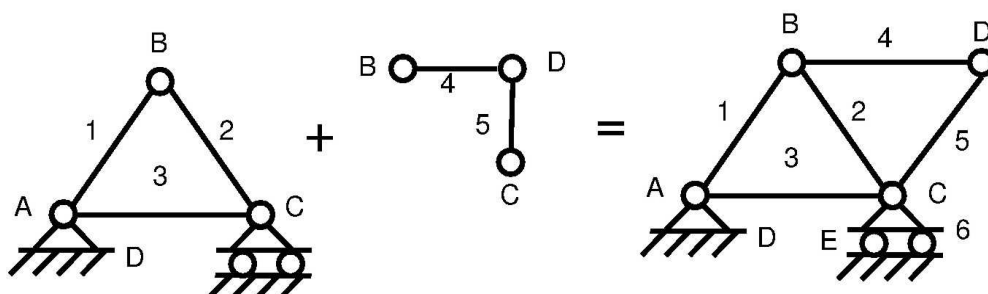


Рисунок 10 – Образование ферм

Продолжая присоединять двухпроводковые структурные группы к ранее полученным фермам, получим фермы любой конфигурации, длины, высоты и сложности, например, (рис. 11).

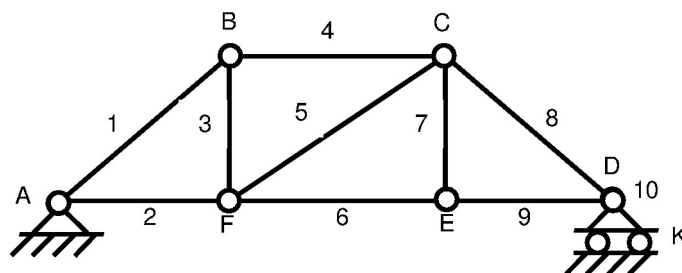


Рисунок 11 – Ферма

Теперь рассмотрим синтез ферм с помощью структурных математических моделей.

Разработанные ранее структурные математические модели (3) и (4) так же могут быть использованы и для структурного синтеза классических стержневых ферм.

Идея предлагаемого метода синтеза состоит в том, что, например, задаваясь:

- мерностью M и подвижностью пространства Π , в котором будет существовать синтезируемая конструкция;
- подвижностью W или, что одно и тоже, статической определимостью, видом кинематических пар, которые будут использоваться при синтезе устройства;
- числом независимых контуров k или базовым звеном T или числом присоединений к стойке S ;
- из решения систем (3) или (4) найдём количественный и видовой состав звеньев и кинематических пар, которые должна содержать проектируемая конструкция.

Затем путем перестановок кинематических пар и звеньев находим все возможные структурные схемы синтезируемых сооружений.

Рассмотрим практическую реализацию предлагаемого метода синтеза на конкретных примерах.

Синтезируем, например, статически определимые фермы, которые, соответственно, должны иметь нулевую подвижность ($W = 0$). Фермы должны существовать в трехподвижном ($\Pi = 3$) пространстве и иметь только одноподвижные кинематические пары ($p = p_1$).

Подставив исходные данные в структурную математическую модель, например, (3), получим:

$$\begin{cases} 2p_1 = \sum_{t=T-j}^2 tn_t + S \\ n = \sum_{t=T-j}^2 n_t \\ 0 = p_1 - 3k \\ k = p_1 - n \\ p = p_1 \\ T \leq k + 1 \end{cases} \quad (17)$$

Так как число кинематических пар (шарниров) и стержней в любой ферме может быть только целым числом, то найдем возможные целочисленные решения системы (17), например, для числа независимых замкнутых контуров $k = 1, 2, 3$.

Для удобства дальнейшего анализа структурных моделей, целочисленные решения третьего, четвертого, пятого уравнений и шестого неравенства (17), сведем в таблице 1.

Учитывая ранее сформулированные начальные условия ($\Pi = 3, W = 0, p = p_1$) и найденные решения (табл. 1), приступим к синтезу ферм.

Синтезируем фермы, соответствующие решениям первого столбца таблицы 1.

Из таблицы 1 видно, что все звенья ферм, включая и базовое, будут двухвершинными, то есть $T = 2$. С учетом этих исходных данных первое и второе уравнения системы (17) примут вид:

$$\begin{cases} 6 = 2n_2 + S \\ n = n_2 = 2 \end{cases} \quad (18)$$

Из (18) следует, что синтезируемая ферма должна иметь два присоединения к стойке ($S = 2$).

Таблица 1 – Целочисленные решения структурной модели

k	1	2	3
$p = p_1$	3	6	9
n	2	4	6
$T \leq$	2	3	4
k	1	2	3
$p = p_1$	3	6	9
n	2	4	6
$T \leq$	2	3	4

Найденным решениям соответствует только одна конструкция – стропило (рис. 12).

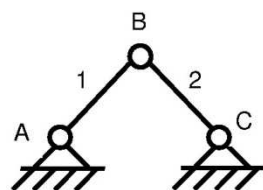


Рисунок 12 – Стропило

Синтезируем фермы, соответствующие решениям второго столбца таблицы 1.

Из таблицы 1 видно, что базовое и все остальные звенья у этих ферм могут быть как двух ($T = 2$), так и трехвершинными ($T = 3$).

С учетом этих исходных данных первое и второе уравнения системы (17) примут вид:

$$\begin{cases} 12 = 3n_3 + 2n_2 + S \\ 4 = n_3 + n_2 \end{cases} \quad (19)$$

Из (19) следует, что система может иметь несколько различных решений. Найдем эти решения.

Сначала примем, что синтезируемое устройство должно иметь два присоединения к стойке ($S = 2$).

С учетом, что $S = 2$ система (19) примет вид:

$$\begin{cases} 10 = 3n_3 + 2n_2 \\ 4 = n_3 + n_2 \end{cases} \quad (20)$$

Видно, что система (20) имеет одно решение ($n_3 = 2, n_2 = 2$).

Значит, конструкция будет иметь в своём составе по два двух ($n_2 = 2$) и трехвершинных ($n_3 = 2$) звена.

Собрать из набора таких звеньев стержневую ферму не возможно, но реализовать строительную конструкцию, соответствующую этим решениям можно (рис. 13).

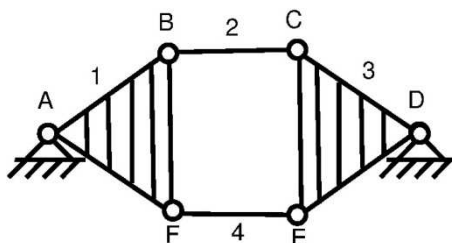


Рисунок 13 – Синтезированная конструкция

Из рисунка 13 видно, что синтезированная конструкция есть не что иное, как присоединенная к стойкам структурная группа Ассура.

Теперь примем, что синтезируемое устройство должно иметь три присоединения к стойке ($S = 3$).

С учетом, что $S = 3$ система (19) примет вид:

$$\begin{cases} 9 = 3n_3 + 2n_2 \\ 4 = n_3 + n_2 \end{cases} \quad (21)$$

Видно, что система (21) имеет одно решение ($n_3 = 1, n_2 = 3$).

То есть конструкция будет иметь в своём составе одно трехвершинное ($n_3 = 1$) звено и три двухвершинных ($n_2 = 3$) звена.

Строительная конструкция, соответствующая этим решениям имеет вид (рис. 14).

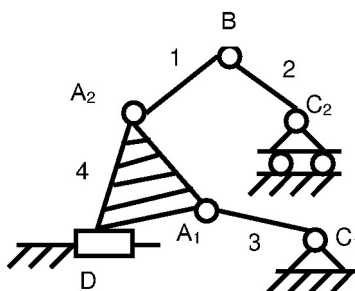


Рисунок 14 – Синтезированная конструкция

Синтезированная конструкция путем соосного совмещения шарниров (кинематических пар) может быть преобразована в простейшую ферму (рис. 15).

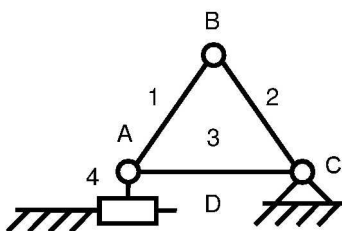


Рисунок 15 – Синтезированная ферма

Синтезируем фермы, соответствующие решениям третьего столбца таблицы 1.

Из решений следует, что базовое и все остальные звенья у этих ферм могут быть как двух ($T = 2$), трехвершинными ($T = 3$) так и четырехвершинными ($T = 4$). С учетом этих исходных данных первое и второе уравнения системы (17) примут вид:

$$\begin{cases} 18 = 4n_4 + 3n_3 + 2n_2 + S \\ 6 = n_4 + n_3 + n_2 \end{cases} \quad (22)$$

Из (22) следует, что система может иметь несколько различных решений. Найдем эти решения.

Для начала примем, что синтезируемое устройство должно иметь два присоединения к стойке ($S = 2$).

С учетом, что $S = 2$ система (22) примет вид:

$$\begin{cases} 16 = 4n_4 + 3n_3 + 2n_2 \\ 6 = n_4 + n_3 + n_2 \end{cases} \quad (23)$$

Видно, что система (5.23) имеет два решения: $n_4 = 1, n_3 = 2, n_2 = 3; n_4 = 0, n_3 = 4, n_2 = 2$.

Как следует из последних решений, эти конструкции будут иметь в своём составе, соответственно:

- одно четырехвершинное ($n_4 = 1$), два трехвершинных ($n_3 = 2$), и три двухвершинных ($n_2 = 3$) звена;
- четыре трехвершинных ($n_3 = 4$) и два двухвершинных ($n_3 = 2$) звена.

Строительные конструкции, соответствующие этим решениям приведены, соответственно на рисунке 16 а, б.

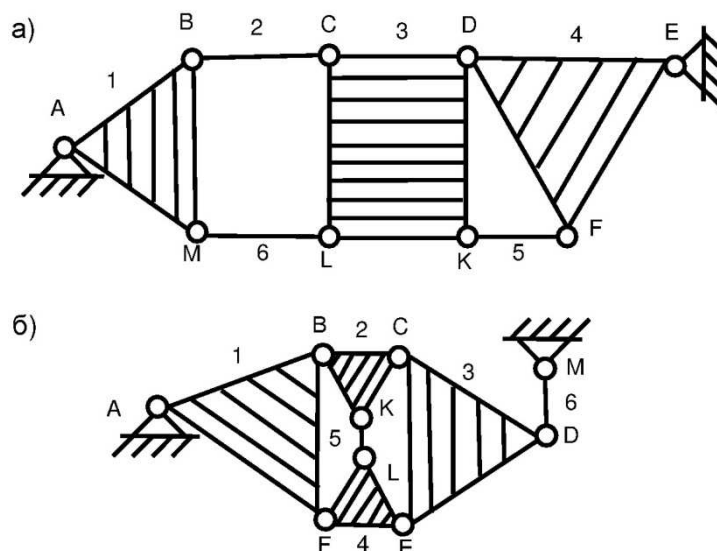


Рисунок 16 – Синтезированные конструкции

Из рисунка 16 видно, что скомпоновать из набора таких звеньев стержневые фермы не возможно.

Теперь примем, что синтезируемое устройство должно иметь три присоединения к стойке ($S = 3$).

С учетом, что $S = 3$ система (17) примет вид:

$$\begin{cases} 15 = 4n_4 + 3n_3 + 2n_2 \\ 6 = n_4 + n_3 + n_2 \end{cases} \quad (24)$$

Видно, что система (24) имеет два решения: $n_4 = 1, n_3 = 1, n_2 = 4$; $n_4 = 0, n_3 = 3, n_2 = 3$.

Как следует из последних решений, эти конструкции будут иметь в своём составе, соответственно:

- одно четырёхвершинное ($n_4 = 1$), одно трехвершинное ($n_3 = 1$) и четыре двухвершинных ($n_2 = 4$) звена;
- три трехвершинных ($n_3 = 3$) и три двухвершинных ($n_2 = 3$) звена.

Строительные конструкции, соответствующие этим решениям приведены, соответственно на рисунке 17 а, б.

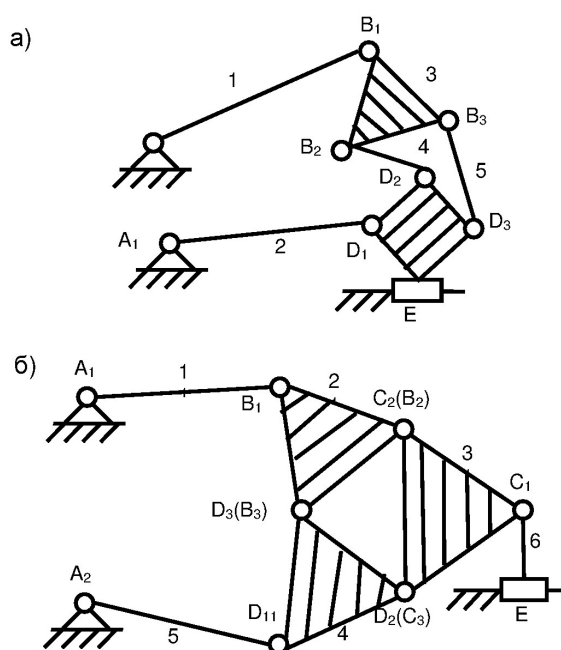


Рисунок 17 – Синтезированные конструкции

Представленные конструкции путем соосного совмещения шарниров (кинематических пар) можно преобразовать, соответственно, в фермы (рис.18 а, б).

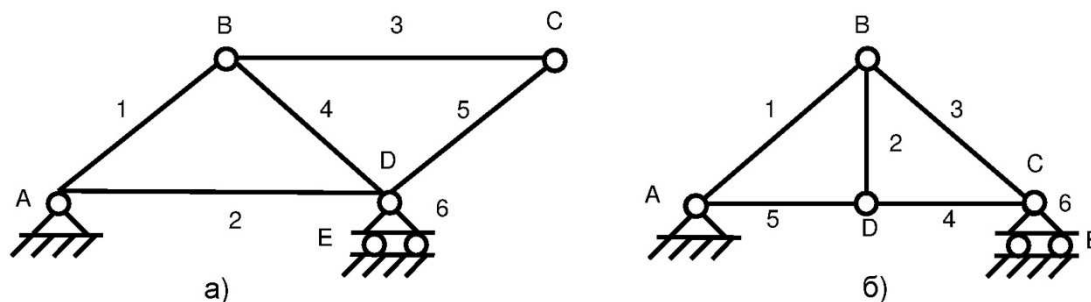


Рисунок 18 – Синтезированные фермы

Примем, что синтезируемое устройство должно иметь четыре присоединения к стойке ($S = 4$).

С учетом, что $S = 4$ система (17) примет вид:

$$\begin{cases} 14 = 4n_4 + 3n_3 + 2n_2 \\ 6 = n_4 + n_3 + n_2 \end{cases} \quad (25)$$

Видно, что система (25) имеет два решения: $n_4 = 1, n_3 = 0, n_2 = 5; n_4 = 0, n_3 = 2, n_2 = 4$.

Как следует из последних решений, эти конструкции будут иметь в своём составе, соответственно:

- одно четырёхвершинное ($n_4 = 1$), и пять двухвершинных ($n_2 = 5$) звена;
- два трехвершинных ($n_3 = 2$) и четыре двухвершинных и четыре двухвершинных ($n_2 = 4$) звена.

Строительные конструкции, соответствующие этим решениям приведены, соответственно на рисунке 19 а, б.

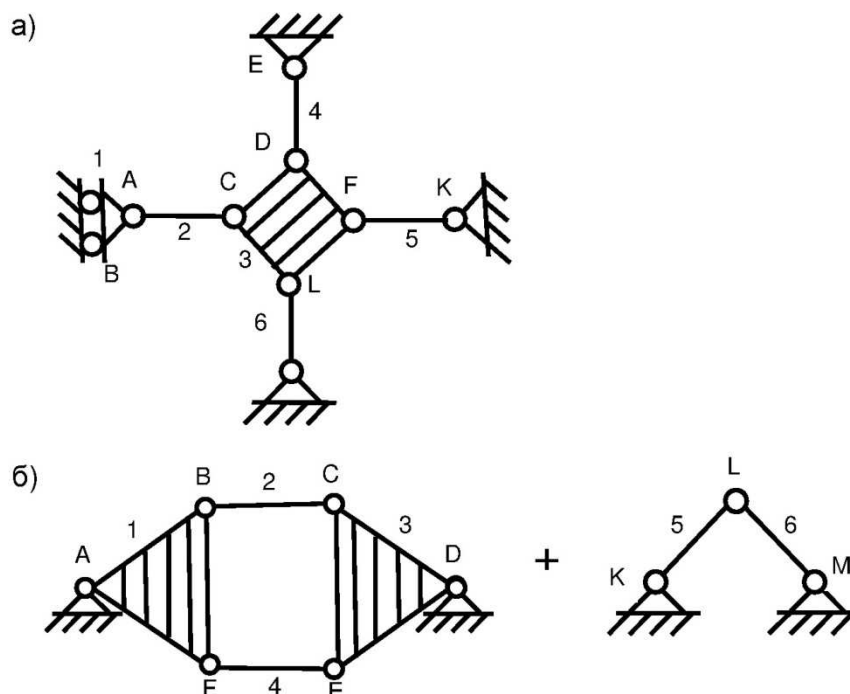


Рисунок 19 – Синтезированные конструкции

Из рисунка 19 следует, что скомпоновать из набора таких звеньев стержневую ферму не возможно.

Анализ конструкции по рисунку 19 б показывает, что при наличии в этой конструкции только трех и двухподвижных звеньев не удастся обеспечить в одном устройстве более двух присоединений к стойке.

На первый взгляд, кажется, что теория расходится с практикой. Однако это не так. Дело в том, что теоретически, да и практически, механизм, изображенный на рисунке 19 б, можно развивать до бесконечности, если последовательно присоединять к его стойке кинематическую цепь, представляющую собой двухповодковую структурную группу. Видно, что эта цепь соответствует найденным выше решениям и представляет собой стропило. Присоединение любого числа таких устройств к другим конструкциям не влияет на его подвижность и не меняет его структуру. Это решение и дает математическая модель. Понятно, что на практике реализация таких конструкций бессмысленна, но теоретически это возможно. Поэтому, несмотря на то, что полученные решения приводят к многозначности решения, для практики смысл имеет только одна структурная схема, которая изображена на рисунке 19 а.

Выводы

Применяя предлагаемые методы структурного анализа и синтеза можно:

- машины, механизмы и строительные конструкции не изобретать, а целенаправленно создавать;
- используя научные методы и алгоритмы целенаправленно синтезировать и анализировать любые строительные конструкции;
- найти все многообразие возможных конструкций, отвечающих начальным условиям синтеза и зная все эти структуры, выбрать лучшую из них для практического применения.

Литература:

1. Киселев В. А. Строительная механика : учебник для вузов. – М. : Стройиздат, 1976. – Изд. 3-е, доп. – 511 с.
2. Кривошапко С.Н. Строительная механика: лекции, семинары, расчетно- графические работы : учеб. пособие. – М. : Высшая школа, 2008. – 391 с.
3. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высшая школа, 1990. – 608 с.
4. Себешев В.Г. Кинематический анализ сооружений : учеб. пособие. – Новосибирск : НГАСУ (Сибстрин), 2006. – 58 с.
5. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин : учебное пособие. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2001. – 286 с.
6. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высшая школа, 2006. – 304 с.
7. Смелягин А.И. Статическая определимость механических систем. Механика технических систем / Труды научных школ НГТУ. – Новосибирск, 2008. – С. 120–127.
8. Смелягин А.И. Структурный анализ ферм. Проблемы динамики и прочности исполнительных механизмов и машин / Матер. 3-й конф; АГТУ. – Астрахань, 2007. – С. 163–164.
9. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2009. – 263 с.
10. Смелягин А.И. Структурный анализ ферм / Доклады IV Всероссийского совещания семинара заведующих кафедрами и ведущих преподавателей теоретической механики вузов Российской Федерации. – Новочеркасск : ЮРГТУ, 2010. – С. 217–220.
11. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. Курсовое проектирование : учебное пособие. – М. : ИНФРА-М, 2015. – 263 с.
12. Снитко Н.К. Строительная механика : учебник для вузов. – М. : Высшая школа, 1980. – Изд. 3-е, доп. – 431 с.
13. Строительная механика. Основы теории с примерами расчетов : учебник / под ред. А.Е. Саргсяна. – М. : Высшая школа, 2000. – 2-е изд., испр. и доп. – 416 с.

References:

1. Kiselyov V.A. Construction mechanics : the textbook for higher education institutions. – М. : Stroyizdat, 1976. – Prod. the 3rd, additional – 511 p.
2. Krivoshapko S.N. Construction mechanics: lectures, seminars, settlement graphic works : studies. grant. – М. : The higher school, 2008. – 391 p.
3. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – М. : The higher school, 1990. – 608 p.
4. Sebeshev V.G. Kinematic analysis of constructions : studies. grant. – Novosibirsk : NGA-SU (Sibstrin), 2006. – 58 p.

5. Smelyagin A.I. Structure of mechanisms and machines : manual. – Novosibirsk : NGTU publishing house, 2001. – 286 p.
6. Smelyagin A.I. Structure of mechanisms and machines. – M. : The higher school, 2006. – 304 p.
7. Smelyagin A.I. Static definability of mechanical systems. Mechanics of technical systems / Works of schools of sciences of NGTU. – Novosibirsk, 2008. – P. 120–127.
8. Smelyagin A.I. Structural analysis of farms. Problems of dynamics and durability of actuators and cars / Mater. the 3rd conference; AGTU. – Astrakhan, 2007. – P. 163–164.
9. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines : Course design. – M. : INFRA-M, 2009. – 263 p.
10. Smelyagin A.I. Structural analysis farms / Reports of the IV All-Russian meeting of a seminar of managers of departments and leading teachers of theoretical mechanics of higher education institutions of the Russian Federation. – Novochoerkassk : YuRGU, 2010. – P. 217–220.
11. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. Course design : educational grant. – M. : INFRA-M, 2015. – 263 p.
12. Snitko N.K. Construction mechanics : the textbook for higher education institutions. – M. : The higher school, 1980. – Prod. the 3rd, additional – 431 p.
13. Construction mechanics. Theory bases with examples of calculations: the textbook / under the editorship of A.E. Sargsyan. – M. : The higher school, 2000. – the 2nd prod., corrected and additional – 416 p.

УДК 656.073

РОЛЬ ТРАНСПОРТА В ЭКСПОРТЕ ЗЕРНА ИЗ РОССИИ

THE ROLE OF TRANSPORT IN GRAIN EXPORTS FROM RUSSIA

Баглай Ф.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Мысливцева Е.Ю.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы роли транспорта в экспорте зерна из России. Практически во всех видах международных экономических отношений участвует транспорт. От деятельности транспорта напрямую зависят значительные суммы валютных поступлений в бюджет РФ от экспорта. Как регулятору международной торговли, транспорту принадлежит особая роль в международном разделении труда. Качество, эффективность, возможности и развитие внешнеэкономических связей зависят от функционирования транспорта.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, международные перевозки, экономика, экспорт, транспортно-технологические системы, международная торговля.

Baglay F.A.

Kuban state technological university

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Myslivcova E.Yu.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the role of transport in the export of grain from Russia. Transport is involved in almost all types of international economic relations. From the activities of transport directly depend on significant amounts of foreign exchange earnings to the budget of the Russian Federation from exports. As a regulator of international trade, transport plays a special role in the international division of labour. The quality, efficiency, opportunities and development of foreign economic relations depend on the functioning of transport.

Keywords: road transport, international transport, economy, export, transport and technological systems, international trade.

Практически во всех видах международных экономических отношений участвует транспорт. От деятельности транспорта напрямую зависят значительные суммы валютных поступлений в бюджет РФ от экспорта.

Как регулятору международной торговли, транспорту принадлежит особая роль в международном разделении труда. Качество, эффективность, возможности и развитие внешнеэкономических связей зависят от функционирования транспорта.

Качественное содержание транспорта меняется и расширяется, а также меняется конфигурация мирохозяйственных связей: создаются новые возможности для включения стран в международное производственно-сбытовое объединение и новые рынки сбыта.

В современной мировой экономике экспорт зерна рассматривается как показатель экономической мощи страны, возможности обеспечить достойный уровень питания собственного населения и национальную продовольственную безопасность, а также стабильно поставлять значительные объемы продовольствия на внешний рынок с целью расширения и укрепления своих национальных интересов [1, 2].

С середины 2000-х годов Россия входит в число ведущих экспортёров пшеницы. В настоящее время по объёму экспорта пшеницы Россия занимает 1-е место среди стран мира. В 2017 году экспорт пшеницы из России составил 33 млн тонн. Экспорт такого объёма пшеницы – это не только российский рекорд, но и выдающееся достижение по мировым меркам. За последние 25 лет значительно больше был экспорт США в 1993 году (35,7 млн тонн) и 2013 году (33,1 млн тонн).

Пшеница – это основной продовольственный товар, который экспортирует Россия. В 2017 году ее поставки за границу в денежном выражении выросли на 37 %, до \$ 5,8 млрд, на ее долю пришлось 30 % всех экспортных поставок продовольствия, констатирует РЭЦ.

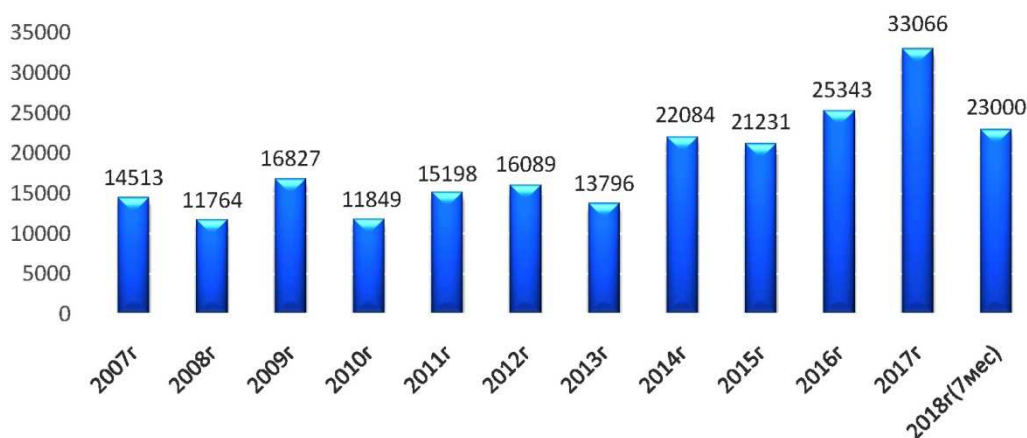


Рисунок 1 – Экспорт пшеницы тыс. тонн

Северная Африка занимает 1-е место в списке регионов-импортеров российской пшеницы. Крупные поставки российской пшеницы стабильно осуществляются в Ливию (20–35 %), в Марокко (10–15 %), в Тунис (5–15 %).

Крупнейшим покупателем российского продовольствия в 2017 году стал Египет, следует из данных, предоставленных РБК Российским экспортным центром (РЭЦ). В прошлом году Арабская Республика импортировала из России товаров на \$ 1,739 млрд, что на 44 % больше, чем годом ранее.

Основные импортеры российской пшеницы представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Поставки России, тыс. тонн в 2017 году основным импортерам российской пшеницы

Египет – крупнейший в мире импортер пшеницы. Это обусловлено тем, что потребление хлеба в этой стране – одно из самых высоких в мире, но Египту не хватает плодородных почв и он не может удовлетворить потребности населения в этом продукте. Собственное производство зерновых в Египте по отдельным культурам не растет, а по некоторым даже сокращается.

На зерновые культуры приходится основная доля экспорта из России в Египет. Но также существуют другие группы товаров, в которых заинтересована египетская сторона, в них входят ТНП, нефтепродукты, машины, оборудование, военная техника, продукция пищевой промышленности, минеральное топливо и т.п.

При экспорте зерна необходимо учитывать обязательность выполнения требований стран-экспортеров российского зерна в части безопасности и качества [3, 4].

Документы, регламентирующие перевозку зерновых грузов морем:

1. СОЛАС-74 – («Правила Регистра судоходства и Международной Конвенции по охране человеческой жизни на море»);
2. СОЛАС – 74 (МЗК);

3. «Международный код по безопасной перевозке зерна насыпью»;
4. РМРС 1996 г. («Правила перевозки зерна»);
5. РД 30.11.25.89 («Правила безопасной перевозки зерновых культур на морских судах»);

Перечень документов необходимых для погрузки и дальнейшей транспортировки зерновых грузов:

1. Сертификаты качества;
2. Фитосанитарные сертификаты;
3. (2.4-29 РМРС) Свидетельство о пригодности судна к перевозке зерна насыпью;
4. Информации об остойчивости судна и догрузки зерном (ЦНИМФ)
5. Грузовой план.

Для транспортировки зерна могут применяться различные способы перевозки.

Создание логистической системы распределения зерна позволяет значительно снизить инфраструктурно-транзакционные издержки, найти наиболее оптимальные пути распределения произведенных зерновых культур, а также увеличить скорость и качество проведения погрузочно-разгрузочных работ, что позволит повысить прибыль участников рынка зерна за счет расширения объемов реализации зерна и повышения качества осуществляемых логистических услуг на всех этапах движения логистической цепочки [5, 6].

Общий объем экспорта пшеницы из России в деньгах по итогам прошлого года превысил \$ 5,79 млрд, увеличившись по сравнению с 2016-м на \$ 1,57 млрд. В натуральном выражении продажи за рубежом выросли на 30 % и достигли 33,02 млрд кг.

Основной вклад в успехи России на мировом рынке зерна внесли несколько регионов: это, Санкт-Петербург, Москва, Ростовская область Краснодарский край и Воронежская область. Именно эти пять субъектов экспортировали большую часть российской пшеницы – 90 %, это 29,5 млрд кг.

Из этих регионов пшеница доставляется к портам Новороссийска, Сочи и Севастополя авто и железнодорожным транспортом, далее морским транспортом груз преодолевает путь из Черного моря в Мраморное через Стамбульский пролив, а затем через пролив Дарданеллы в Эгейское море и доставляется в порты Александрия, Домьят и Саид.

Возможные пути перевозки пшеницы морским транспортом из России в Египет представлены на данном рисунке 3.

Продолжительность перевозки груза по данным маршрутам в среднем длится от 7 до 10 дней. Особенность перевозки зерна морским видом транспорта заключается в том, что злаковые переплавляются как судами с повышенной грузоподъемностью, так и малыми с тоннажностью 3–10 тыс. т. Зерновые грузы в зависимости от назначения и вида могут перевезены по морю в таре и насыпью [7, 8]. Тарой для этого вида груза являются газопроницаемые тканевые мешки из искусственных и растительных волокон, которые отвечают требованиям государственных и международных стандартов, а также условиям контрактов купли-продажи и условиям импортных карантинных разрешений. Если на тару зерновых грузов отсутствуют государственные стандарты, то они могут быть приняты к морской перевозке в исправной таре, обеспечивающей их сохранность при перегрузочных работах и транспортировки, если перевозки согласованы с транспортными организациями.

Для того, чтобы ускорить доставку груза разрабатываются согласованные графики работы разных видов транспорта в пунктах их стыка с расчетом минимального простоя подвижного состава под перевалочными операциями, применение более производительных механизмов для погрузки-разгрузки. Работа по погрузке и вывозу груза на судно осуществляется по прямому варианту. Груз со склада засыпается в специализированные контейнеры, проходит контрольное взвешивание и доставляется в порт под борт судна.

Транспорт занимает значительное место в международной торговле товарами и услугами и составляет примерно четверть мирового экспорта, уступая только туризму [9, 10].

Он играет значительную роль в реализации России зерновых культур за рубежом. С каждым годом доля экспорта России зерна увеличивается и на данное время наша

страна занимает 1-е место среди стран экспортеров мира. Факторами роста производства и экспорта являются не только внедрение в отрасли новых технологий и использование эффективных удобрений при выращивании пшеницы, но и качество осуществляемых логистических услуг, которые обеспечивают эффективность и конкурентоспособность в торговле товарами и в то же время являются важным источником поступления валюты в страну.

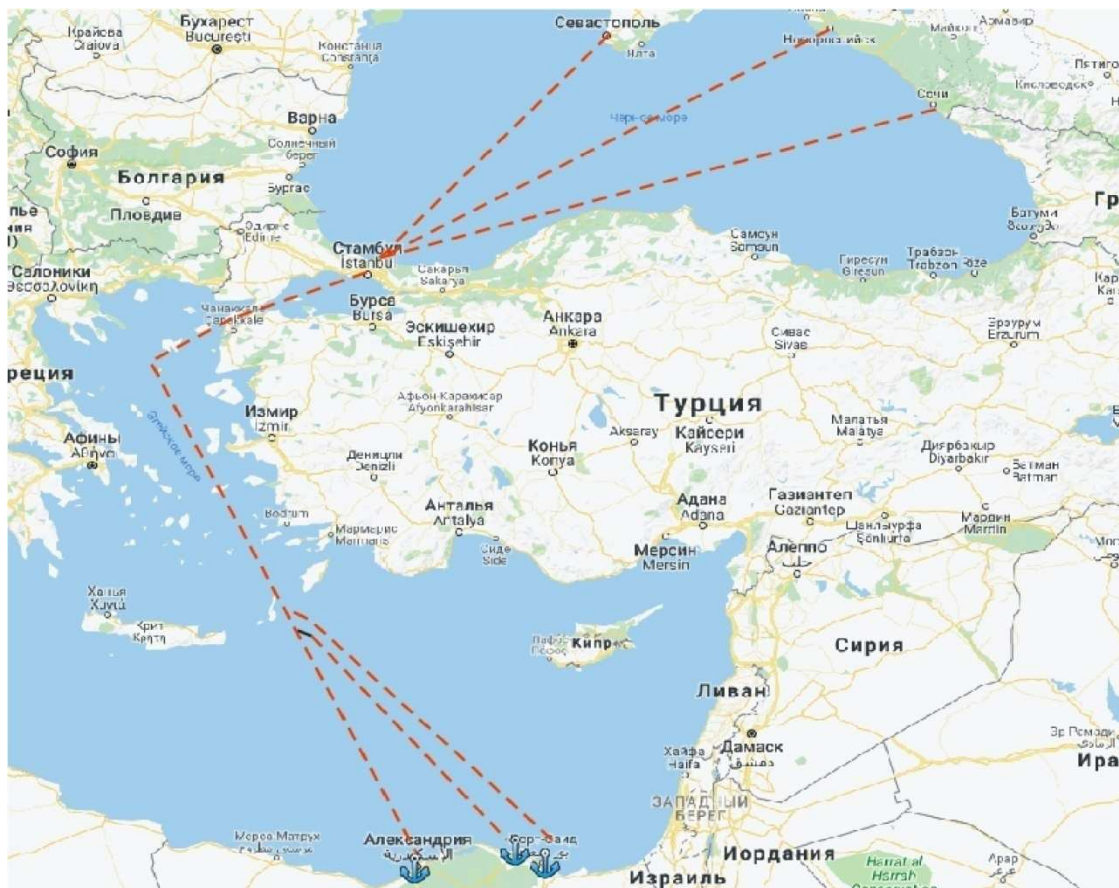


Рисунок 3 – Возможные пути перевозки пшеницы морским транспортом из России в Египет

Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2017. – 264 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2015.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
4. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Миронова М.П. Особенности системы обслуживания перевозок пассажиров по заказам в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 117–119.
6. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Миронова Ю.П., Надирян С.Л. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
7. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Надирян С.Л. Расчет экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 10. – С. 232–235.

8. 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.

9. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Закалюжная Н.М. Особенности перехода на таможенное декларирование в электронной форме при осуществлении международных автомобильных перевозках // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 3. – С. 169–175.

10. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Поздняков И.А. Роль и место России в международных интермодальных перевозках // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 5. – С. 28–35.

References:

1. Dombrovsky A.N., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Adiryanyan S.L. Scientific problems of transport economics : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2017. – 264 p.

2. Izyumsky A.A., Adiryanyan S.L. The systems of automation on the motor transport. – Krasnodar : Kuban state technological university, 2015.

3. Izyumsky A.A., Adiryanyan S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in the industry. – Krasnodar, 2014.

4. Kiry K.A., Konovalov T.V., Adiryanyan S.L. Otsenka of efficiency of investments in transport and logistics systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.

5. Konovalova T.V., Adiryanyan S.L., Mironova M. P. Features of a system of service of transportations of passengers by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.

6. Konovalova T.V., Ironova L. S., Ironova Yu.P., Adiryanyan S.L. Analysis of the current condition of a transport and logistics system of Krasnodar Krai : Mechanics, the equipment, materials and the technology / Collection of scientific articles on materials of the international scientific and practical conference devoted to FGBOOU VO 100 anniversary «The Kuban state technological university». – 2018. – P. 655–662.

7. Konovalova T.V., Ironova L. S., Adiryanyan S.L. Calculation of economic efficiency of international transport in transport and technological systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2018. – № 10. – P. 232–235.

8. Konovalova T.V., Adiryanyan S.L., Nenashtin S.V. Features finansovo-ekonomiches-whom analysis of activity of the motor transportation enterprises // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

9. Kuzmina M.A., Nadiiryanyan S.L., Zakalyuzhnaya N.M. Features of transition to customs declaring in an electronic form at implementation the international automobile transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – № 3. – P. 169–175.

10. Kuzmina M.A., Nadiiryanyan S.L., Pozdnyakov I.A. Rol and the place of Russia in the international intermodal transportations // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – № 5. – P. 28–35.

УДК 656.073

К ВОПРОСУ О РОЛИ ТРАНСПОРТА В ЭКСПОРТЕ ГАЗА ИЗ РОССИИ

THE ROLE OF TRANSPORT IN GRAIN EXPORTS FROM RUSSIA

Баглай Ф.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Мысливцева Е.Ю.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы роли транспорта в экспорте газа из России. Практически во всех видах международных экономических отношений участвует транспорт. На сегодняшний день тема транспорта актуальна, так как экономика страны напрямую зависит от транспорта, который удовлетворяет одну из самых важных потребностей человека – потребность в перемещении грузов и пассажиров.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, международные перевозки, газ, экономика, экспорт, транспортно-технологические системы, международная торговля.

Baglay F.A.

Kuban state technological university

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Myslivcova E.Yu.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the role of transport in gas exports from Russia. Transport is involved in almost all types of international economic relations. Today, the topic of transport is relevant, as the country's economy depends on transport, which meets one of the most important human needs – the need to move goods and passengers.

Keywords: road transport, international transportation, gas, economy, export, transport and technological systems, international trade.

На сегодняшний день тема транспорта актуальна, так как экономика страны напрямую зависит от транспорта, который удовлетворяет одну из самых важных потребностей человека – потребность в перемещении грузов и пассажиров. Транспортный фактор имеет особо важное значение в России с ее огромной территорией и неравномерным размещением ресурсов, населения и производства, связывая в единый народно-хозяйственный комплекс разные регионы нашей страны. Транспорт создает условия для формирования местного и общегосударственного рынка, для связи России с внешним миром. Развитие транспорта вовлекает в экономику новые территории, природные ресурсы и трудовые резервы, повышает подвижность населения, улучшает культурный уровень и общественное настроение [1, 2].

Очень активно растут обороты трубопроводного транспорта, который используется в основном для экспорта нефтепродуктов и газа. На сегодняшний день 98 % нефтепродуктов экспортируется именно трубопроводом. Помимо того, что трубопроводы гарантируют энергетическую независимость нашей страны, они позволяют снизить транспортные нагрузки на железнодорожный транспорт, тем самым, способствуя увеличению объемов перевозок других не менее важных грузов. Все больше растет протяженность трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии, проводится технологическое переоснащение существующих трубопроводных систем, происходит внедрение более совершенных и современных средств управления и связи, модернизируются способы доставки высоковязких и застывающих нефтяных продуктов [3].

Современное экономическое значение нефти и газа очень велико, это уникальные полезные ископаемые. Их продукты переработки используются практически во всех сферах нашей жизни. От транспорта до индустрии красоты. Нефть и газ определяют не только экономику государства, но часто и политику государства.

Объёмы экспорта газа из России очень велики, так как Россия занимает второе место в мире по добыче газа после США. И экспортирует нефтепродукты и газ в ряд стран. Крупнейший в мире экспортер природного газа – ООО «ГАЗПРОМ ЭКСПОРТ», российская компания, от экспортных поступлений которой зависит наполнение доходной части бюджета страны [4].

Надежные поставки природного газа являются важнейшим элементом энергетической безопасности Европы, что доказано более чем 40-летним опытом сотрудничества. Предметом особого внимания руководства ООО «Газпром экспорт» является репутация компании в глазах партнеров и общественности. ООО «Газпром экспорт» придерживается принципов социальной ответственности за результаты своей работы, а также вносит сильный вклад в развитие газовой промышленности и экономики России.

В 2017 году в Турцию было поставлено 29 млрд куб. м газа из России. Сейчас газ в эту страну поставляется частично по «Голубому потоку» (16 млрд куб. м в год), а остальное – по Трансбалканскому газопроводу через Украину, Румынию и Болгарию. Турция находится на втором месте среди экспортёров. Контракт с Турцией об экспорте газа был подписан в 1986 г. предусматривал поставки газа в течении 25 лет (1987–2011). Первые поставки начались в июне 1987 г. До 2003 г. Природный газ поступал в Турцию через Украину, Молдавию, Болгарию, Румынию. И в 2003 г. Начался экспорт газа по газопроводу «Голубой поток», через акваторию Чёрного моря. В рамках того, что на рынок вошли частные компании, «Газпром экспорт» в 2012 г. подписал с ними долгосрочные контракты до 2042 г. 10 октября 2016 г. между Россией и Турцией было подписано соглашение по «Турецкому потоку». Стартовой точкой стала компрессорная станция «Русская» в Краснодарском крае.

Целью создания этого проекта – увеличение объемов экспорта природного газа в Южную Европу и обеспечение надежности поставок. Изначально эту задачу должен был выполнять «Южный поток», но этот проект не был реализован из-за отказа Болгарии в строительстве морского участка газопровода. «Турецкий поток» выходит на сушу в европейской части Турции в районе населенного пункта Кыйыкёй. Морской участок газопровода проходит по дну Черного моря. Максимальная глубина на маршруте газопровода достигает 2200 м. Подводная часть составит более 900 км. Протяжённость турецкого сухопутного участка составит 180 км. Мощность первой и второй ниток «Турецкого потока» составит по 15,75 млрд куб. м каждая. Проект отвечает всем современным стандартам экологической безопасности [5, 6]. Технологии строительства и эксплуатации подводного газопровода предполагают минимальное воздействие на экологию, геологию морского дна, качество воды и морскую среду, в том числе естественную среду обитания морских организмов, млекопитающих, морских птиц, а также на рыболовство.

Украина и США – основные противники «Турецкого потока». США видит его мощным конкурентом, а для Украины – это снижение транзита газа через её территорию. Глава экспертного Совета газовой промышленности Униговский заявил, что после запуска первой нитки газопровода «Турецкий поток» транзит газа через Украину сократится примерно на 12–13 млрд куб. м в год. Теперь Украина будет направлять все усилия, чтобы не допустить реализации второй нитки «Турецкого потока». Так как это окончательно минимизирует объёмы перекачки газа через Украину. Потери Украины ежегодно составляют около \$ 500 млн [8, 9].

Украина и США – основные противники «Турецкого потока».

Накануне «Газпром» завершил строительство морской части «Турецкого потока». Ввести газопровод в эксплуатацию планируют до конца 2019 года. Первая нитка будет обеспечивать газом Турцию, а вторая – страны Южной и Юго-Восточной Европы. Для нее «Газпром» рассматривает два варианта маршрута: через Болгарию в Сербию и Венгрию или через Грецию в Южную Италию. «С геополитической точки зрения проект имеет историческую значимость», – заявил Эрдоган.

Подключение Болгарии к газопроводу «Турецкий поток» и последующий транзит российского газа по этой трубе в Центральную Европу произойдет не раньше 2022 года.

Не исключается возможность появления российского газа в Трансадриатическом газопроводе (TAP) в том случае, если спрос в Европе продолжит расти, а объёмы

мов «Турецкого потока» окажется мало для удовлетворения спроса. Вероятность реализации этого проекта крайне мала, так как это подразумевает увеличение мощности ТАР. Это запасной вариант на случай новых западных санкций [10].

«Турецкий поток» – это один из выдающихся проектов во всём мире. Благодаря его уникальности и технологиям, его считают самой крупной газо-транспортной системой в мире, расположенной на такой большой глубине. Он стал монументом в истории двух стран. Этот проект еще больше укрепит дружбу и сотрудничество России и Турции. «Турецкий поток» очень важен и для России и для Турции. Россия значительно усиливает свои позиции на территории Турции, увеличивая её зависимость от российского газа, тем самым развивает свою экономику. Для самой Турции «Турецкий поток» жизненно необходим, он позволит оснащать около 15 млн домов и множество промышленных центров газом, что очень важно в настоящее время.

Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2015.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
4. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Миронова М.П. Особенности системы обслуживания перевозок пассажиров по заказам в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 117–119.
6. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Миронова Ю.П., Надирян С.Л. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
7. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Надирян С.Л. Расчет экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 10. – С. 232–235.
8. 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.
9. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Закалюжная Н.М. Особенности перехода на таможенное декларирование в электронной форме при осуществлении международных автомобильных перевозках // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 3. – С. 169–175.
10. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Поздняков И.А. Роль и место России в международных интермодальных перевозках // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 5. – С. 28–35.

References:

1. Dombrovsky A.N., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Adiryany S.L. Scientific problems of transport economics : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO of «KubGTU», 2017. – 264 p.
2. Izyumsky A.A., Adiryany S.L. The systems of automation on the motor transport. – Krasnodar : Kuban state technological university, 2015.
3. Izyumsky A.A., Adiryany S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in the industry. – Krasnodar, 2014.
4. Kiry K.A., Konovalov T.V., Adiryany S.L. Otsenka of efficiency of investments in transport and logistics systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.
5. Konovalova T.V., Adiryany S.L., Mironova M. P. Features of a system of service of transportations of passengers by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.

6. Konovalova T.V., Ironova L. S., Ironova Yu.P., Adiryay S.L. Analysis of the current condition of a transport and logistics system of Krasnodar Krai : Mechanics, the equipment, materials and the technology / Collection of scientific articles on materials of the international scientific and practical conference devoted to FGBOOU VO 100 anniversary «The Kuban state technological university». – 2018. – P. 655–662.

7. Konovalova T.V., Ironova L. S., Adiryay S.L. Calculation of economic efficiency of international transport in transport and technological systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2018. – № 10. – P. 232–235.

8. Konovalova T.V., Adiryay S.L., Nenastin S.V. Features finansovo-ekonomiches-whom analysis of activity of the motor transportation enterprises // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

9. Kuzmina M.A., Nadiyay S.L., Zakalyuzhnaya N.M. Features of transition to customs declaring in an electronic form at implementation the international automobile transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – № 3. – P. 169–175.

10. Kuzmina M.A., Nadiyay S.L., Pozdnyakov I.A. Rol and the place of Russia in the international intermodal transportations // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – № 5. – P. 28–35

УДК 656.073

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ГРУЗОВЫХ ПЕРЕВОЗОК

IMPROVEMENT OF THE ORGANIZATION OF CARGO TRANSPORTATION

Валько К.Д.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается вопрос об организации перевозки торговых грузов (кондитерских изделий). Одним из самых деликатных вопросов в обращении видов груза – это кондитерские изделия. Перевозка кондитерских изделий считается сложной процедурой в области перевозок, так как требует упорядоченной работы, специального транспорта, оперативная погрузка/разгрузка.

Ключевые слова: индивидуальное предпринимательство, автомобильный транспорт, грузовые перевозки, экономика, маршрут, доставка, товар.

Valko K.D.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article discusses the organization of transportation of commercial goods (confectionery). One of the most delicate issues in handling types of cargo is confectionery. Transportation of confectionery products is considered to be a complicated procedure in the field of transportation, as it requires orderly work, special transport, and efficient loading / unloading.

Keywords: individual entrepreneurship, automobile transport, cargo transport, economy, route, shipping, product.

Предпринимательским делом является самостоятельная, осуществляемая на свой риск деятельность, направленная на систематическое получение прибыли от пользования имуществом, продажи товаров, выполнения работ или оказания услуг лицами, зарегистрированными в установленном законом порядке [1, 2]. Индивидуальный предприниматель вправе заниматься любыми видами предпринимательской деятельности, не запрещенными законом.

Можно выделить три основных признака предпринимательской деятельности:

1) осуществление деятельности с целью получения прибыли (коммерческий характер). Каждый собственник имущества вправе свободно им распоряжаться по своему усмотрению себе во благо, что выражается, как правило, в плодах и доходах от имущества, то есть прибыли;

2) осуществление на свой риск, то есть под собственную имущественную ответственность. Такой риск подразумевает принятие на себя предпринимателем как собственником имущества не только возможных отрицательных последствий, но и дополнительного риска в обязательственных отношениях;

3) систематичность осуществления. Основным препятствием выступает отсутствие легального определения или устоявшегося обычая в понимании систематичности.

Организация коммерческого предпринимательства сопряжена с большими рисками. Торговые сделки, происки конкурентов, нестабильная финансовая ситуация и другие – все эти составляющие рабочего процесса могут существенно влиять на успешность и репутацию предприятия, оказывая на него как положительное, так и отрицательное влияние. Наибольшим рискам подвергается оптовая торговля, поскольку довольно часто огромные партии товаров просто лежат на складе и не пользуются спросом. Именно поэтому каждый владелец коммерческого предприятия должен уметь прогнозировать развитие своей предпринимательской деятельности и знать механизмы регулирования процесса купли/продажи. В частности, это касается торговли на биржах и аукционах, где собираются представительства торговых организаций, каждый из которых стремится заполучить наиболее выгодные контракты и оставить своих конкурентов ни с чем [3, 4, 5].

Также можно выделить достоинства и недостатки предпринимательской деятельности.

Достоинствами предпринимательской фирмы являются:

1. Простота организации.
2. Свобода действий.
3. Сильный экономический стимул.

Среди недостатков предпринимательской фирмы следует отметить:

1. Ограниченность финансовых и материальных ресурсов.
2. Отсутствие развитой системы внутренней специализации производственных и управленческих функций.
3. Существование неограниченной ответственности (когда собственник в случае банкротства рискует не только капиталом, вложенным в дело, но и своей личной собственностью).

ИП «Валько Д.Н.» – транспортная компания, осуществляющая перевозки грузов автомобильным транспортом по России с 2010 года. За период своей деятельности ИП приобрело репутацию квалифицированного и надежного партнера по организации перевозок грузов по России. ИП «Валько Д.Н.» ещё находится в стадии развития, но уже успела приобрести постоянных клиентов, среди которых есть крупные компании. ИП состоит из 6 человек штатных работников, один является руководителем, 2 человека – специалистами(логистами) и три человека – штатные водители. Кроме того, ИП заключает договора с внештатными специалистами как бухгалтер, врач и механик.

Подвижной состав ИП «Валько Д.Н.» состоит из собственного транспорта, а так же из арендованного транспорта, договор аренды заключается сроком на один год с последующей пролонгацией(продление). На данный момент на балансе ИП находится, три магистральные тягача и три полуприцепа.

В данном ИП перевозимой продукцией являются продукты питания , в основном кондитерские изделия, поэтому необходимо более подробно рассмотреть характеристики данного вида продукции.

Перевозка кондитерских изделий имеет свою особенность и диктует строгие соблюдения санитарно-гигиенических требований, правил хранения и температурного режима [6, 7].

Кондитерская промышленность является самостоятельной производственной ветвью в пищевой перерабатывающей отрасли агропромышленного комплекса, призванная обеспечивать потребности населения кондитерскими изделиями. Эта отрасль является одной из наиболее динамично развивающихся в пищевой промышленности. Российский рынок кондитерских товаров признан одним из быстроразвивающихся в мире. В данное время перевозка продуктов питания, в том числе кондитерских изделий является самой востребованной в области грузоперевозок. И это не удивительно – ведь давно уже нет системы распределения, и спрос на продукцию регулируется обычными механизмами рынка [8].

ИП осуществляет перевозку кондитерских изделий с использованием рефрижераторных контейнеров, которые регулярно проходят техническую проверку и своевременное необходимое обслуживание. Все рефконтейнеры находятся в исправном состоянии и для перевозки продуктов питания проходят дополнительную санитарную обработку.

Главное требование, которое предъявляется к транспорту, – чистый кузов, отсутствие других товаров, которые могут испортить продукты питания, поддержка оптимальной температуры и влажности.

В ИП возможна перевозка кондитерских изделий рефрижераторами следующих типов: шоколадные изделия, кремово-мучная продукция, вафельные изделия, выпечка и т.д.

Перевозка кондитерских изделий не совместима в транспортировке с другими продуктами питания, так как этот вид продуктов особо впитывает иные запахи, это в первую очередь касается еды, ведь это может привести к порче вкусовых составляющих. То есть для грузоперевозок рефрижераторами кондитерских изделий фургон должен пройти тщательную дезинфекцию, где одним из важных должно быть исключения других запахов.

Транспорт, который используется для доставки кондитерских изделий, должен обеспечивать выполнение:

- санитарно-гигиенических требований;
- требований производителя к условиям хранения;
- правил перевозки хрупкого груза.

Кондитерские изделия имеют ограниченный срок хранения и, как любой продукт питания, должны перевозиться с соблюдением строгих требований. К этой категории товаров относятся не только пирожные и торты, требующие максимально аккуратной погрузки и перевозки, но и печенье, конфеты, зефир, кексы, пряники и другая подобная продукция. Срок ее хранения, равно как и условия ее транспортировки, зависят от особенностей самого изделия: состава, способа приготовления, внешнего вида, размера.

Защитить кондитерские изделия поможет надежная упаковка (как транспортная, так и товарная). Она же отчасти отвечает и за сохранность товарного вида: печенье и пирожные должны перевозиться в специальных коробках с полиэтиленовым покрытием, торты – в индивидуальной упаковке, конфеты и шоколад – также в коробках.

Кондитерские изделия классифицируются:

- 1) по таре: тарные;
- 2) по способу погрузки-разгрузки: штучные;
- 3) по условиям перевозки и хранения: специфические;
- 4) по степени использования грузоподъемности: относятся к 3 классу груза, коэффициент использования грузоподъемности 0,6;
- 5) по условиям защиты от внешних воздействий: требуют специальных условий перевозки.

Следовательно, перевозка кондитерских изделий требует качественной подготовительной работы со стороны перевозчика. Немаловажную роль играет не только осуществление всего перевозочного процесса, но и выбор перевозчика.

Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2015.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
4. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Миронова М.П. Особенности системы обслуживания перевозок пассажиров по заказам в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 117–119.
6. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Миронова Ю.П., Надирян С.Л. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
7. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Надирян С.Л. Расчет экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 10. – С. 232–235.
8. 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., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Adiryanyan S.L. Scientific problems of transport economics : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO of «KubGTU», 2017. – 264 p.
2. Izyumsky A.A., Adiryanyan S.L. The systems of automation on the motor transport. – Krasnodar : Kuban state technological university, 2015.
3. Izyumsky A.A., Adiryanyan S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in the industry. – Krasnodar, 2014.
4. Kiry K.A., Konovalov T.V., Adiryanyan S.L. Otsenka of efficiency of investments in transport and logistics systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.

5. Konovalova T.V., Adiryan S.L., Mironova M. P. Features of a system of service of transportations of passengers by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.

6. Konovalova T.V., Ironova L. S., Ironova Yu.P., Adiryan S.L. Analysis of the current condition of a transport and logistics system of Krasnodar Krai : Mechanics, the equipment, materials and the technology / Collection of scientific articles on materials of the international scientific and practical conference devoted to FGBOOU VO 100 anniversary «The Kuban state technological university». – 2018. – P. 655–662.

7. Konovalova T.V., Ironova L. S., Adiryan S.L. Calculation of economic efficiency of international transport in transport and technological systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2018. – № 10. – P. 232–235.

8. Konovalova T.V., Adiryan S.L., Nenastin S.V. Features finansovo-ekonomiches-whom analysis of activity of the motor transportation enterprises // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

TAXEOMETR И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ НА ПРАКТИКЕ

TACHEOMETER AND ITS USAGE PRACTICALLY

Дудукчян Эвелина Арамовна
ООО «Приборы и технологии»
evelinadudukchyan@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору устройства тахеометра и его применения на практике.

Ключевые слова: тахеометр, устройство, применение.

Dudukchyan Evelina Aramovna
LLC «Instruments and Technology»
evelinadudukchyan@mail.ru

Annotation. This article provides an overview of Tacheometer and its usage practically.

Keywords: tacheometer, device, application.

Тахеометр – геодезический инструмент, предназначенный для измерения расстояний, горизонтальных и вертикальных углов [1].

Помимо этих стандартных функций электронный тахеометр способен решать различные задачи, используя свои технические возможности и математические алгоритмы. После выбора необходимых опций, ввода исходных данных и проведенных измерений через несколько секунд на экране тахеометра высвечиваются искомые данные:

- координаты точки стояния тахеометра, при решении обратной геодезической засечки на местности;
- наклонной длины, горизонтального проложения, превышения между точками, при определении недоступного расстояния и высоты;
- площади ограниченной линиями, проходящими через точки с координатами, которые получены после полевых измерений;
- координат теодолитного хода с угловой, линейной, относительной, координатными невязками, при уравнивании этого хода и получения истинных координат точек [2].

Электронные тахеометры предназначены для выполнения крупномасштабных топографических съемок, для создания сетей планово-высотного обоснования, для выполнения исполнительных съемок, для автоматизированного решения в полевых условиях различных геодезических и инженерных задач. А именно, тахеометры применяются при: наземной топографической съемке местности для разработки топологических карт; геодезических и строительных разбивочных работах; определении прямоугольных и полярных позиционных величин; измерении параметров объектов, к которым нет доступа и т.д.

Устройство тахеометра

Внешне тахеометр выглядит как обычный теодолит, но совмещает в себе функции сразу нескольких приборов. Тахеометр объединяет в себе функции теодолита и светодальномера. Наличие микропроцессора с мощным программным обеспечением позволяет производить необходимые измерения и расчеты максимально быстро и с минимальной погрешностью, а также запоминать и обрабатывать большой объем информации.

Одним из самых главных преимуществ работы тахеометра является то, что измерения возможно провести при наличии таких препятствий, как: ветки или листва, а также в условиях плохой видимости или, наоборот, яркой солнечной освещенности [3].

Принцип работы

Работа большинства тахеометров основана на двух методах и обусловлена конструктивным исполнением самого геодезического агрегата.

Фазовый метод: расстояния определяются путем измерения разности фаз излучаемого и отраженного светового луча.

Импульсная технология применяется в некоторых новейших моделях, оснащённых высокоточной электроникой: расстояние измеряется по времени прохождения лазерного луча до отражателя в прямом и обратном направлении.

И первый, и второй метод имеют свои плюсы и минусы. Поэтому каждый специалист выбирает прибор руководствуясь своими личными предпочтениями и целью работы.



Рисунок 1 – Внешний вид электронного тахеометра

Как пользоваться тахеометром?

Это устройство незаменимо при проведении вычислений и выносе показаний в натуру. Тахеометр устанавливают на точке с известными координатами, задаются точки для ориентации, либо угол ориентирования. Далее создают точку для выноса результатов [4].

Особенно удобна функция обратной зачески при геодезических работах в карьере. Суть состоит в том, что устройство устанавливается на первом объекте для вычисления координат, причём лучше всего устанавливать его на краях карьера. По окончании съёмки тахеометр устанавливается повторно для повторной обратной зачески. Координаты рассчитываются в обратную сторону, а программное обеспечение анализирует и получает картинку о выполненных работах, схемах и разделяет всё это на квадраты с общим описанием.

Ещё одна особенность современных измерительных устройств-это их защищённость. Работы производятся в открытых условиях, поэтому дождь, снег, ветер, пыль и грязь не приносят никакого вреда. Существуют модели, которые рассчитаны на использование в особенно жёстких условиях. Например, устройство способно работать при $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Подобные модели используют при работе в северных районах [5].

Основные выполняемые функции базируются на принципе работы тахеометра: замеры координат; замеры высот труднодоступного или недоступного объекта; вычисление необходимых величин; вынос на местность проектных точек высот, дуг и линий и т.д. Тахеометр значительно упрощает проведение геодезических работ по сравнению с другими инструментами [6].

Работа с электронным тахеометром предполагает определенную квалификацию и опыт в геодезических исследованиях. Важно понимать правила пользования и техники безопасности, а также методику проведения поверок и юстировок [7].

Поверки и юстировки: поверка круглого уровня, поверка места нуля, поверка коллимационной ошибки, поверка сетки нитей, поверка оптического отвеса тахеометра, поверка постоянной поправки дальномера [8].

Электронный тахеометр предназначен для тех, кто выбирает точность и надежность. При использовании электронного тахеометра обеспечивается точность и скорость измерений, а также уверенность в качестве выполненных работ [9].

На достоверности полученных данных могут отрицательно сказаться резкие перепады температуры, если необходимо, то следует дать время инструменту и его призмным механизмам адаптироваться к условиям окружающей среды.

Современные электронные тахеометры могут измерять расстояния до 5 км в режиме с отражателем. Также прибор способен работать в безотражательном режиме, но это зависит от времени суток и от окраса местности. Чем светлее окрас местности, тем дальше луч может стрелнуться и вернуться обратно. Пределы обычно достигают до 1 км. Но в процессе работы с тахеометром важно понимать, что при измерениях расстояний с использованием лазерного луча в отражательном режиме на достоверность данных может повлиять попадание на пути следа лазера различных объектов: проезжающих машин, кабелей линии электропередач, плотного тумана или сильного снегопада и т.д. [5].

Электронными тахеометрами экспериментально исследуют погрешности измерений горизонтальных углов. Данная методика исследований позволяет повысить точность измерений [10].

Теодолит и тахеометр очень похожи, выполняют одинаковые функции, но в плане работы они абсолютно разные. Одним из главных достоинств использования электронных тахеометров является отсутствие необходимости ведения журнала, поскольку тахеометрическая съемка требует только ведения абриса. Также благодаря электронным тахеометрам расчет горизонтальных дистанций производится автоматически.

Стоимость современных электронных тахеометров зависит от ряда параметров, таких как: дальность и достоверность измерений, дополнительный функционал, размер и вес прибора, но в основном именно от точности прибора.

Некоторые компании изготавливают разные по точности тахеометры абсолютно одинаково. После изготовления прибор исследуют, определяют его точность и затем оценивают стоимость. Стоимость разных по точности приборов существенно различается [11].

Современные тахеометры удовлетворяют постоянно растущим требованиям, а также абсолютно в полной мере соответствуют новым технологическим нормативам. Работа с современными тахеометрами очень удобна и комфортна даже для начинающих специалистов [12].

Литература:

1. Википедия. Тахеометр. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Тахеометр> (дата обращения 10.01.2019).
2. Электронный тахеометр. – URL : <https://geostart.ru/publik05.htm> (дата обращения 13.01.2019).
3. Геодезия и строительство. – URL : <https://gis2000.ru/articles/chto-takoe-takheometr.html> (дата обращения 10.01.2019).
4. Соколов Ю.Г., Гаврюхов А.Т., Струсь С.С., Пшидаток С.К. К вопросу решения задачи геодезической привязки двух точек по двум исходным // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 117. – С. 673–680.
5. Коваленко С.В., Горбачев С.Ю. Современные технологии при выполнении геодезических изысканий // Инновационное развитие. – 2017. – № 9 (14). – С. 12–13.
6. Что такое тахеометр? – URL : <http://echome.ru/chto-takoe-taxeometr.html> (дата обращения 11.01.2019).
7. Электронный тахеометр. – URL: <http://echome.ru/elektronnyj-taxeometr.html> (дата обращения 11.01.2019).
8. Гура Т.А., Коломиец О.Г. Методика поверки современных высокоточных геодезических средств измерений на примере электронных тахеометров : Научные достижения и открытия 2017 / сборник статей победителей II Международного научно-практического конкурса. – 2017. – С. 23–28.
9. Гура Т.А., Глазков Р.Е. Точность и надежность электронных тахеометров // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2017. – № 11. – С. 90–99.

10. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tacheometers // Measurement Techniques. – 2014. – Т. 57. – № 3. – С. 277–279.

11. Гура Д.А., Аветисян Г.Г., Желтко С.Ч. Об исследованиях угломерных ошибок электронных тахеометров // Геодезия и картография. – 2011. – № 4. – С. 16–18.

12. Быкова М.В., Катыевская А.В. Оценка недвижимости, как средство развития экономического института общества : Институциональные преобразования в экономике России / Материалы международной научной конференции. – 2018. – С. 70.

References:

1. Wikipedia. Tacheometer. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Takheometr> (date of the address 10.01.2019).

2. Electronic tacheometer. – URL : <https://geostart.ru/publik05.htm> (date of the address 13.01.2019).

3. Geodesy and construction. – URL : <https://gis2000.ru/articles/chto-takoe-takheometr.html> (date of the address 10.01.2019).

4. Sokolov Yu.G., Gavryukhov A.T., Be afraid S.S., Pshidatok S.K. To a question of the solution of a problem of a geodetic binding of two points on two initial // the Polythematic network electronic scientific magazine of the Kuban state agricultural university. – 2016. – № 117. – P. 673–680.

5. Kovalenko S.V., Gorbachev S.Yu. Modern technologies when performing geodetic researches // Innovative development. – 2017. – № 9 (14). – P. 12–13.

6. What is the tacheometer? – URL : <http://echome.ru/chto-takoe-taxeometr.html> (date of the address 11.01.2019).

7. Electronic tacheometer. – URL : <http://echome.ru/elektronnyj-taxeometr.html> (date of the address 11.01.2019).

8. Gura T.A., Kolomiyets O.G. Metodika of checking of modern high-precision geodetic measuring instruments on the example of electronic tacheometers: Scientific achievements and opening of 2017 / collection articles of winners of the II International scientific and practical competition. – 2017. – P. 23–28.

9. Gura T.A., Eyes R.E. Tochnost and reliability of electronic tacheometers // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2017. – № 11. – P. 90–99.

10. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tacheometers // Measurement Techniques. – 2014. – Т. 57. – № 3. – С. 277–279.

11. Gura D.A., Avetisyan, Zheltko S.Ch. About researches of goniometric errors of electronic tacheometers // Geodesy and cartography. – 2011. – № 4. – P. 16–18.

12. Bykovo M.V., Katylevsky A.V. Otsenka of the real estate, as development tool of economic institute of society : Institutional transformations in economy Russia / Materials of the international scientific conference. – 2018. – P. 70.

УДК 656.073

ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕЖДУНАРОДНЫХ ПЕРЕВОЗОК В ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ РЕГИОНА

RESEARCH IN THE FIELD OF INTERNATIONAL TRANSPORT EFFICIENCY IN TRANSPORT AND TECHNOLOGICAL SYSTEMS OF THE REGION

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Миронова М.П.

Кубанский государственный
технологический университет

Миронова Ю.П.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы исследования в области эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах региона. В современных условиях глобализации и интеграции экономики многие страны мира ставят перед собой цель – усиление международных торговых связей. Поэтому возникает необходимость проанализировать существующий опыт в научных исследованиях в области эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, международные перевозки, экономика, маршрут, доставка, транспортно-технологические системы.

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Mironova M.P.

Kuban state technological university

Mironov Yu.P.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the issues of research in the field of international transport efficiency in transport and technological systems of the region. In modern conditions of globalization and integration of the economy, many countries of the world set a goal – to strengthen international trade relations. Therefore, there is a need to analyze the existing experience in research in the field of international transport efficiency in transport and technological systems.

Keywords: road transport, international transport, economy, route, delivery, transport and technological systems.

В современных условиях глобализации и интеграции экономики многие страны мира ставят перед собой цель – усиление международных торговых связей. Наличие международных операций увеличивает издержки и сложность транспортно-технологической деятельности из-за усиления неопределенности и ограничения возможности контроля над элементами перевозочного процесса [1, 2]. Поэтому возникает необходимость проанализировать существующий опыт в научных исследованиях в области эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах.

В диссертации Нгуен Т.Х. рассматривается методология оценки экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах. В своей работе автор провел анализ мирового транспортного рынка, изучил подходы к формированию и функционированию системы международного товародвижения на государственном уровне и на уровне компаний. Результатом его исследований явилась разработка комплекса методических подходов к оптимизации международных перевозок в транспортно-логистических системах на основе внедрения мультимодальных технологий.

Предложенная методика позволяет оценивать конкурентоспособность мультимодальной транспортной продукции в международном сообщении на транспортных рынках развивающихся стран путем оценки экономической эффективности логистической транспортно-технологической системы, созданной оператором мультимодальной перевозки в международном сообщении, с позиций отдельных участников с учетом влияния изменения ставки импортной пошлины и фактора неопределенности срока доставки.

Проблему формирования и развития транспортно-логистической системы региона рассмотрел в своей диссертации Кизим А.А. В своей работе автор предлагает рассматривать транспортно-логистические системы и принципы их построения [3], как главные составляющие развития воспроизводственных процессов региональной экономики. Автор говорит о том, что необходимо обосновать принципы построения механизма функционирования ТЛС региона как важнейшего фактора воспроизводственного процесса, базовой составляющей которого является транспортно-логистическое звено [4, 5]. Автор предложил модель обобщенного механизма функционирования региональной ТЛС с выделением его функций, направленных на достижение синергетического эффекта через координацию деятельности составляющих ее субъектов региональным логистическим центром.

Динамичное развитие сферы международной торговли определили интенсивное развитие международных автомобильных перевозок. Однако вопросы развития международного экономического сотрудничества включают проблему развития транспортного комплекса региона. Этот вопрос и рассмотрел Грицай И.А. в своей диссертации.

В своей работе автор уделит внимание вопросу повышения экономической эффективности транспортного обеспечения внешнеэкономической деятельности. После проведенного им исследования тенденций и закономерностей развития международных автомобильных перевозок грузов, Грицай И.А. разработал математический алгоритм задачи, а также предложил свою методику построения экономико-математической модели ускорения доставки грузов автомобильным транспортом в международном сообщении, что по мнению автора позволит оптимизировать процесс международной перевозки грузов.

В диссертации Мацнева М.Ю. рассматривает вопросы, связанные с повышением эффективности и конкурентоспособности отечественных перевозчиков путем оптимизации традиционных подходов и методов системы управления транспортным процессом. Автор предлагает повысить результативность международных автомобильных перевозок грузов за счет внедрения мероприятий инновационного характера и таким образом усовершенствовать основы управления транспортным процессом в международном сообщении.

Предложенная методика позволит оценивать уровень риска и выбрать оптимальный метод его снижения, что в свою очередь обучит антирисковому стилю поведения участников транспортного процесса [6].

В статье Коноваловой Т.В., Котенковой И.Н. рассмотрены вопросы оценки эффективности программы формирования и развития транспортно-логистической системы региона. Авторы в своей работе предлагают применить концепцию интегрированной логистики для формирования эффективной системы международных перевозок в региональной транспортно-логистической системе.

Диссертация Молокова А.А. посвящена проблеме совершенствования региональных перевозок грузов автомобильным транспортом в международном сообщении. Чтобы повысить эффективность процесса доставки региональных грузов автомобильным транспортом в международном сообщении автор предлагает оптимизировать параметры транспортного процесса, путем разработанной им схемой доставки международных грузов. Разработанная схема, по мнению автора, позволит сократить материальные и временные издержки на перевозку, а также упростить организацию таможенного контроля при пересечении границы Российской Федерации [7, 8].

Проведенный анализ научных работ, свидетельствует о том, что исследования в области эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах не в полной мере решают задачи снижения издержек при перемещении товаров внутри транспортно-технологических систем и между ними, а также существующие методологические подходы к оценке экономической эффективности международных перевозок не в полной мере учитывают современные условия рынка международных перевозок [9, 10].

В связи с этим необходимо продолжать вести работу в этом направлении для дальнейшей оптимизации процесса международных перевозок в транспортно-технологических системах региона.

Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2015.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
4. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
5. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортного обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 248 с.
6. Коновалова Т.В., Макаренко В.П. Проблемы и перспективы развития транспортной инфраструктуры и транспортных средств в России // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 148–150.
7. 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.
8. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Миронова Ю.П., Надирян С.Л. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
9. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Надирян С.Л. Расчет экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 10. – С. 232–235.
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., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryan S.L. Scientific problems of transport economics : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2017. – 264 p.
2. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. The systems of automation on automobile transport. – Krasnodar : Kuban state technological university, 2015.
3. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in the industry. – Krasnodar, 2014.
4. Kiry K.A., Konovalov T.V., Nadiryan S.L. Otsenka of efficiency of investments in transport and logistics systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.
5. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Market of transport services and quality of transport service : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO of «KubGTU», 2015. – 248 p.
6. Konovalova T.V., Makarenko V.P. Problems and the prospects of development of transport infrastructure and vehicles in Russia // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 148–150.
7. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Mironova M. P. Features of a system of service of transportations of passengers by orders in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
8. Konovalova T.V., Ironova L.S., Ironova Yu.P., Nadiryan S.L. Analysis of the current condition of a transport and logistics system of Krasnodar Krai : Mechanics, the equipment, materials and the technology / Collection of scientific articles on materials of the international scientific and practical conference devoted to FGBOOU VO 100 anniversary «The Kuban state technological university». – 2018. – P. 655–662.
9. Konovalova T.V., Ironova L.S., Nadiryan S.L. Calculation of economic efficiency of international transport in transport and technological systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2018. – № 10. – P. 232–235.
10. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nenastin S.V. Features finansovo-ekonomicheskiiy analysis of activity of the motor transportation enterprises // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

УДК 691

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРАМЗИТОБЕТОНА

PROMISING AREAS OF RESEARCH OF EXPANDED CLAY CONCRETE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
kramarenkoav@mail.ru

Голова Анастасия Владимировна

студент,
Тольяттинский государственный университет
golova.an28@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные направления исследований керамзитобетона.

Ключевые слова: керамзитобетон, легкий бетон, тяжелый бетон, микрокремнезём, шлам.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
kramarenkoav@mail.ru

Golova Anastasia Vladimirovna

Student,
Togliatti state University
golova.an28@yandex.ru

Annotation. This article describes the main directions of research of expanded clay concrete.

Keywords: expanded clay, lightweight concrete, heavy concrete, silica fume, sludge.

Керамзитобетон – универсальный, относительно легкий материал. Он применяется как в виде готовых блоков, так и монолита. Область применения керамзитобетона довольно широка – начиная от стен и перегородок, заканчивая полами и перекрытиями. В настоящее время развитие технологии бетона, как одного из наиболее востребованного вида строительных материалов, привлекает внимание исследователей в попытке получить крупнопористые легкие бетоны с новыми полезными строительно-технологическими свойствами, расширить диапазон применения, а также снизить затраты на их производство.

Легкие бетоны на пористых заполнителях позволяют изготавливать более эффективные конструкции. Ведь проблема снижения массы здания остается по-прежнему актуальной. Исследователями [1] было предложено использование слоистых конструкций, состоящих из слоев тяжелого бетона для обеспечения жесткости железобетонных перекрытий и легкого бетона для снижения массы элементов. Разработаны составы самоуплотняющихся и высокоподвижных керамзитобетонных смесей. Однако, как показывает данное исследование, данный пористый заполнитель с небольшой плотностью и соответственно прочностью, показывает некоторое снижение модуля упругости бетона.

Еще одно направление исследований – улучшение прочности керамзитобетона при использовании окислы железа, образующейся в прокатном производстве при переработке железосодержащих шламов (ЖСШ) [2]. Предлагается применение их в виде добавки в количестве 8–12 % в шихту для изготовления керамзитобетонных блоков. В таблице 1 приведен сравнительный анализ полученного керамзитобетона с добавкой количестве 8 %, 10 % и 12 % от массы смеси с образцом без добавок.

Таблица 1 – Сравнительный анализ физико-технических свойств керамзитобетонных блоков

№ п/п	Наименование	Морозостойкость, циклы	Теплопроводность, Вт/(м·0С)	Прочность, Мпа	Водопоглощение, %	Средняя цена, руб/м ³
1	Блоки из керамзитобетона	25–50	0,15–0,33	3,5–8	12	2750
2	Блоки из керамзитобетона с добавкой ЖСШ (8 %)	35–55	0,20–0,36	10–14	10–11	2800
3	Блоки из керамзитобетона с добавкой ЖСШ (10 %)	35–55	0,22–0,36	10–15	9–10	2825
4	Блоки из керамзитобетона с добавкой ЖСШ (12 %)	35–55	0,24–0,37	11–15	9–10	2850

По данным результатам можно отследить повышение теплопроводности, повышение показателя морозостойкости, незначительное изменение водопоглощения, повышение прочности образца за счет свойств ЖСМ. В свою очередь можно заметить высокие прочностные характеристики на сжатие и изгиб, а также абсолютное отсутствие усадки в бетонах на их основе.

Другое направление исследований – повышение прочности керамзитобетона при помощи модифицирования микрокремнезема добавками различной природы [3]. При помощи золь-гель метода, путем обработки силиката натрия серной кислотой до выпадения осадка, получали нанопорошок. Полученный осадок подвергали температурной обработке и далее высушивали до постоянной массы. Техническую сажу использовали как углесодержащий компонент. Затем полученный гель и сажу смешивали и обжигали при разной температуре и вновь вводили с водой затворения в исследуемые смеси.

Образцы исследования и их характеристики представлены ниже (табл. 2).

Таблица 2 – Сравнительный анализ составов керамзитосодержащих смесей, твердеющих при естественных условиях

№	Системы композиционных смесей	Плотность, г/см ²	Прочность на сжатие 7 сут, МПа	Максимальное усилие, Н	Относительная деформация, %
1	Керамзит, песок, ПЦ, (МК + уголь), t = 300 °С, жидкое стекло, H ₂ O	1,65	14,28	35707	6,48
2	Керамзит, песок, ПЦ, (МК + уголь), t = 600 °С, жидкое стекло, H ₂ O	1,28	9,25	23037	5,70
3	Керамзит, песок, ПЦ, (МК + уголь), t = 1000 °С, жидкое стекло, H ₂ O	1,48	6,40	25663	3,50

Непосредственно введение в изучаемые системы насыщенных модифицированным микрокремнезёмом смесей вызвало повышение прочности керамзитосодержащих смесей в 1,4–1,6 раза по сравнению с уже полученными композитами. Также следует отметить, что существенно возросли водостойкость, морозостойкость и коррозионное сопротивление синтезируемых материалов.

Еще одно направление исследований возможностей улучшения свойств керамзитобетона – это повышение эффективности использования цемента в бетоне. Для получения высококачественных бетонов предлагается применять композиционные вяжущие средства [4]. Авторы предлагают применение в технологии производства бетона побочных продуктов и техногенных отходов различных отраслей промышленности. Исследования показали целесообразность применения техногенных песков (отсево дробления кварцитопесчаника Лебединского месторождения КМА) в качестве кремнеземистого компонента композиционного вяжущего. Непосредственно установлено, что при применении ВНВ-50 прочностные свойства бетона выше, чем у бетона на обычном портландцементе.

Образцы исследования и их характеристики представлены ниже (табл. 3).

Таблица 3 – Физико-механические характеристики вяжущих

Наименование показателя	Наименование показателя	
	ЦЕМ I 42.5 Н	ВНВ-50
Плотность, с, кг/м ³	600	600
Удельная теплоемкость, кДж/(м·°С)	0,84	0,84
Коэфф. теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,163	0,168
Прочность при сжатии R, кг/см ²	10	12

Отдельная группа исследований посвящена подбору составов керамзитобетон с учетом качества наружной поверхности получаемой конструкции стен [5]. Использование керамзита в сочетании с золошлаковыми отходами Кузбасских углей по-

казало, что в результате укладки такой бетонной смеси в вертикальную опалубку полученные конструкции стен имеют более гладкую поверхность, однородную структуру бетона по всей толщине, прочностные и теплотехнические характеристики, позволяющие использовать бетон для изготовления наружных и внутренних стен отапливаемых зданий.

Таким образом, можно отметить, что проблема изучения эффективности производства керамзитобетона, его прочности и теплотехнических характеристик в настоящее время весьма актуальна. Дальнейшие разработки в данном направлении позволят получить технический и экономический эффект, а также будут способствовать утилизации техногенного сырья.

Литература:

1. Крамаренко А.В. Самоуплотняющиеся керамзитобетонные блоки // Worldscience: problems and innovations – Пенза : Наука и Просвещение (ИП Гуляев Г.Ю.), 2018. – С. 56–58.
2. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Керамзитобетон с применением железосодержащих шламов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 247–249.
3. Исаева О.И., Поддубнов А.А. Керамзитобетон, модифицированный нанодобавками // Избранные доклады 61-й университетской научно-технической конференции студентов и молодых ученых. – Томск : Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2015. – С. 869–871.
4. Калашников Н.В., Митрохин А.А., Деготьков В.О., Кругляков Д.С., Павленко О.А., Никифорова Н.А. Крупнопористый керамзитобетон на основе композиционных вяжущих // Молодежь и научно-технический прогресс. – Старый Оскол : Общество с ограниченной ответственностью «Ассистент плюс», 2014. – С. 205–210.
5. Гилязидинова Н.В., Рудковская Н.Ю., Санталова Т.Н. Особенности состава керамзитобетона для монолитного строительства // Вестник научных конференций. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания Юком», 2016. – № 11-2 (15). – С. 23–26.

References:

1. Kramarenko A.V. The self-condensed keramzitobetonny blocks // Worldscience: problems and innovations – Penza : Science and Education (IP Gulyaev G.Yu.), 2018. – P. 56–58.
2. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Keramzitobeton with use of feriferous slimes // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 247–249.
3. Isaeva O.I., Poddubnov A.A. Keramzitobeton modified by nanoadditives // the Chosen reports of the 61st university scientific and technical conference of students and young scientists. – Tomsk : Tomsk state architectural and construction university, 2015. – P. 869–871.
4. Kalashnikov N.V., Mitrokhin A.A., Degotkov V.O., Round timbers D.C., Pavlenko O.A., Nikiforov N.A. Krupnoporisty keramzitobeton on the basis of composite knitting // Youth and scientific and technical progress. – Stary Oskol : Society with limited responsibility of Assistent plus, 2014. – P. 205–210.
5. Gilyazidinova N.V., Rudkovskaya N.Yu., Santalova T.N. Features of structure of a keramzitobeton for monolithic construction // Messenger of scientific conferences. – Tambov : LLC Consulting Company Yukom, 2016. – № 11-2 (15). – P. 23–26.

ЯЧЕИСТЫЕ БЕТОНЫ И ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА

CELLULAR CONCRETES AND ITS ADVANTAGES

Крамаренко Аркадий Викторович
кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
kramarenkoav@mail.ru

Голова Анастасия Владимировна
студент,
Тольяттинский государственный университет
golova.an28@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрено исследование современных и востребованных строительных материалов – ячеистых бетонов.

Ключевые слова: ячеистые бетоны, бетон, теплоизоляционный материал.

Kramarenko Arkady Viktorovich
Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
kramarenkoav@mail.ru

Golova Anastasia Vladimirovna
Student,
Togliatti state University
golova.an28@yandex.ru

Annotation. This article discusses the study of modern and popular building materials-cellular concrete.

Keywords: cellular concretes, concrete, thermal insulation material.

Кирпич, дерево и бетон давно стали традиционными строительными материалами для возведения зданий и сооружений, но всегда существовала необходимость объединить в одном материале все положительные свойства существующих вариантов.

Одним из выходов стала разработка новых строительных материалов, таких как ячеистые бетоны. Благодаря своим экологическим свойствам данные материалы приближаются к дереву, так как «дышат», регулируя влажность в помещении. Ячеистые бетоны не гниют, имеют низкое содержание естественных радионуклидов, а также отвечают самым высоким санитарно-техническим требованиям для строительства. Данный материал не сложен в технологической обработке легко монтируется, пилится и сверлится.

Основным преимуществом ячеистых бетонов является низкая теплопроводность при небольшом весе. Благодаря этому свойству, получаются легкие постройки, для которых не нужно возводить массивные фундаменты. Небольшой вес бетонов позволяет изготавливать блоки достаточного размера, такое решение позволяет сократить сроки строительства.

Ячеистые блоки обладают высокой огнестойкостью. Их использование не требует дополнительной защиты от воспламенения. Возможно применение данного материала как огнеупора.

Изделия из ячеистого бетона характеризуются точностью геометрических параметров. Здания, возведенные с их использованием, отличаются высоким акустическими показателями, высоким уровнем тепловой защиты и повышенной комфортностью.

Стоит отметить, что одним из главных преимуществ ячеистых бетонов является их состав. Компоненты для приготовления присутствуют в достаточном количестве практически в любом населенном месте планеты. Благодаря этому, ячеистые бетоны производят и применяют на всех континентах, за исключением Африки [1].

Для сравнения возьмем образцы легких бетонов, имеющих ячеистую структуру такие как пенобетон, газобетон, керамзитобетон, пеностекло пенополистеролбетона и газаселикате [2, 3, 4, 5]. В таблице 1 приведен сравнительный анализ пористых блоков по основным свойствам.

По данным результатам можно сделать вывод о том, что ячеистые бетоны имеют теплопроводность от 0,08 до 0,85 Вт/(м·°C) при величине средней плотности 200–1200 кг/м³. Благодаря этому, данные материалы применяют для изготовления элементов стен, плит перекрытий и покрытий, перемычек и лестничных ступеней. Выбор необходимого материала будет зависеть от проектных решений конкретного здания и сооружения с учетом пожелания заказчика.

Таблица 1 – Сравнительная характеристики ячеистых бетонов

№ п/п	Материал	Плотность, кг/м	Класс прочности на сжатие, кгс/см ²	Теплопроводность, Вт/м·К	Морозостойкость, циклов не менее	Водопоглощение, %
1	Пенобетонные блоки	600–900	15–25	0,14–0,22	25	14
2	Газобетонные блоки	300–600	25–50	0,08–0,21	50	25
3	Керамзитобетонные блоки	750–1200	35–75	0,40–0,80	50	18
4	Блоки из пеностекла	200–800	15–28	0,48–0,85	35	5
5	Блоки из пенополистерола	450–600	15–25	0,12–14	30	5
6	Арболитовые блоки	400–850	3,5–23	0,08–0,17	50	40
7	Газоселикатные блоки	320–710	20–50	0,09–0,22	50	60

Благодаря комплексному применению ячеистых бетонов при строительстве зданий и сооружений, можно успешно решить проблему сокращения энергопотребления на отопление, а также проблему снижения нагрузки на фундаменты и основания зданий и сооружений, что приведет к сокращению стоимости строительства.

Литература:

1. Производство ячеистых бетонов изделий: теория и практика / Н.П. Сажнев, В.Н. Гончарик, Г.С. Гарнашевич и др. – Минск : Стринко, 1999. – 284 с.
2. Крамаренко А.В. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов / А.В. Крамаренко, С.Д. Кириченко, О.С. Кириченко // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 271–275.
3. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н.М. Калиниченко, Я.А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
4. Крамаренко А.В., Путилова М.Н., Никитина К.В. Приемы и технологии нивелирования недостатков керамзитобетонных блоков // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 34–36.
5. Крамаренко А.В., Мещерякова А.А., Прокофьева Ю.А. Перспективные направления развития технологий утепления наружных конструкций зданий // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 137–139.

References:

1. Production of cellular concrete of products: the theory and practice / N.P. Sazhnev, V.N. Ghosncharik, G.S. Garnashevich, etc. – Minsk : Strinko, 1999. – 284 p.
2. Kramarenko A.V. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials / A.V. Kramarenko, S.D. Kirichenko, O.S. Kirichenko // Innovations and investments. – 2018. – № 5. – P. 271–275.
3. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzitobetonnykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.
4. Kramarenko A.V., Putilova M.N., Nikitina K.V. Receptions and technologies of leveling of shortcomings keramzitobetonnykh of blocks // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 34–36.
5. Kramarenko A.V., Meshcheryakova A.A., Prokofieva Yu.A. Perspective directions of development of technologies of warming of external structures of buildings // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 137–139.

УДК 691

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КЛИНКЕРНОГО КИРПИЧА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

COMPARATIVE ANALYSIS AND FEATURES OF THE USE OF CLINKER BRICKS IN CONSTRUCTION

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
kramarenkoav@mail.ru

Голова Анастасия Владимировна

студент,
Тольяттинский государственный университет
golova.an28@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные особенности применения клинкерного кирпича.

Ключевые слова: клинкерный кирпич, строительные материалы, мелкоштучные материалы.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
kramarenkoav@mail.ru

Golova Anastasia Vladimirovna

Student,
Togliatti state University
golova.an28@yandex.ru

Annotation. This article describes the main features of the use of clinker bricks.

Keywords: clinker brick, building materials, small-piece materials.

В зданиях заполнение наружных ограждающих конструкций осуществляется мелкоштучными материалами такими как кирпич, керамзитобетонные блоки [1, 2, 3, 4], блоки из силпора [5, 6, 7], блоков из пеногазобетонов, блоков из керамакама и др.

Нами были проведены консалтинговые исследования применения клинкерного кирпича.

Кирпич является один из самых востребованных строительных материалов. В данной работе речь пойдет о так называемом «клинкере».

Впервые такой кирпич был изготовлен в Голландии и получил широкое распространение в Европе.

Здания, изготовленные из этого кирпича, отличает особо эстетичный внешний вид, т.к. клинкер менее подвержен воздействию внешних агрессивных факторов (мороз, влага, ультрафиолет), чем обычный кирпич.

Рассмотрим основные свойства клинкерного кирпича. Данный материал обладает высокой износостойкостью, объясняемой особой технологией изготовления. Клинкер изготавливается так же, как и керамический кирпич, из глины. Однако для обжига в данном случае используются особые тугоплавкие сорта глины. Обжиг производится при высоких температурах – 1200–1300 °С. Глину для обычного кирпича обжигают при температуре 800–1000 °С. Благодаря такой высокой температуре обжига, в клинкере практически не остается пор, что и объясняет его низкое влагопоглощение (3–6 %), высокую прочность, морозостойкость (выдерживает до 200 циклов замораживания и оттаивания).

Кроме того, высокая температура обжига способствует тому, что сульфаты, содержащиеся в глине, также участвуют в процессе плавления, полностью спекаясь. Поэтому на клинкере не образуются высолы, портящие внешний вид стен из кирпича.

Также при высокой температуре обжига клинкера плавятся и другие примеси глины – карбонаты магния и кальция, что делает этот кирпич еще более прочным. Ведь при изготовлении керамического кирпича, где температура плавления гораздо ниже, не всегда происходит расплавление вышеуказанных карбонатов. Со временем, взаимодействуя с водой, они расширяются, оставляя на поверхности керамики «выстрелы», что делает стены не только менее прочными, но и менее привлекательными внешне.

Особая эстетическая ценность клинкера заключается и в разнообразии расцветок готовой продукции. Она достигается путем смешивания при изготовлении различных сортов глин.

Следует также отметить, что клинкер – это абсолютно экологически чистый строительный материал. Ведь он состоит только из обожжённой глины.

Но у клинкера, как и у любого строительного материала, есть свои недостатки. В данном случае минусом является достаточно высокая, по сравнению с керамическим кирпичом, стоимость. Ведь для изготовления клинкера используют особо отобранную и обработанную глину. Кроме того, сам процесс обжига более затратен, т.к. температура плавления в данном случае гораздо выше.

Второй недостаток – использование для кладки особого раствора, более сложного в использовании. Однако, положительные характеристики клинкера, такие как:

а) долговечность (более 100 лет службы), обусловленная высокой влагостойкостью, морозостойкостью и прочностью;

б) экологичность;

в) эстетичность,

полностью оправдывают его стоимость.

Для сравнения возьмем образцы клинкерного, керамического, силикатного и гиперпрессованного кирпичей [1, 8]. В таблице 1 приведен сравнительный анализ пористых блоков по основным свойствам:

Таблица 1 – Сравнительная характеристики ячеистых бетонов

№ п/п	Материал	Плотность, кг/м ³	Класс прочности на сжатие, кгс/см	Теплопроводность, Вт/м·К	Морозостойкость, циклов не менее	Цена, руб. за шт
1	Клинкерный кирпич	1900–2100	200–300	0,21–0,40	100	19–37
2	Керамический кирпич	1600–1900	25–150	0,60–0,95	60	13–17
3	Силикатный кирпич	1100–1600	50–300	0,85–1,15	25	6–12
4	Гиперпрессованный кирпич	1900–2200	150–350	0,43–1,09	150	16–28

Консалтинговые исследования самарской области показали, что, несмотря на высокие качества клинкерного кирпича из-за его высокой стоимости применяется не часто, как правило, в частном домостроении.

Литература:

1. Крамаренко А.В. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов / А.В. Крамаренко, С.Д. Кириченко, О.С. Кириченко // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 271–275.
2. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н.М. Калиниченко, Я.А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
3. Крамаренко А.В. Путилова М.Н., Никитина К.В. Приемы и технологии нивелирования недостатков керамзитобетонных блоков // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 34–36.
4. Производство ячеистых бетонов изделий: теория и практика / Н.П. Сажнев, В.Н. Гончарик, Г.С. Гарнашевич и др. – Минск : Стринко, 1999. – 284 с.
5. Крамаренко А.В., Мещерякова А.А., Прокофьева Ю.А. Перспективные направления развития технологий утепления наружных конструкций зданий // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 137–139.
6. Крамаренко А.В. Силпор и его производство : XXIII Российская школа по проблемам науки и технологий / Сборник трудов. – Екатеринбург : УрО РАН, 2003. – 3 с.
7. Крамаренко А.В. Использование теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов : сборник научных трудов / VII Международная научно-техническая конференция. – Пенза : ПГУ, 2030. – Ч. 1. – 2 с.
8. Крамаренко А.В. Технология производства экологически чистого теплоизоляционного силикатного материала / Международная научно-техническая конференция ELPIT-2003. – Тольятти : ТГУ, 2003. – 3 с.

References:

1. Kramarenko A.V. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials / A.V. Kramarenko, S.D. Kirichenko, O.S. Kirichenko // Innovations and investments. – 2018. – № 5. – P. 271–275.
2. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzibetonnykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.
3. Kramarenko A.V. Putilov M.N., Nikitin K.V. Kramarenko. Receptions and technologies of leveling of shortcomings keramzibetonnykh of blocks // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 34–36.
4. Production of cellular concrete of products: the theory and practice / N.P. Sazhnev, V.N. Ghosn-charik, G.S. Garnashevich, etc. – Minsk : Strinko, 1999. – 284 p.
5. Kramarenko A.V., Meshcheryakova A.A., Prokofieva Yu.A. Perspective directions of development of technologies of warming of external structures of buildings // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 137–139.
6. Kramarenko A.V. Silpor and his production : The XXIII Russian school on problems of science and technologies / Collection of works. – Ekaterinberg : OURO RAHN, 2003. – 3 p.
7. Kramarenko A.V. Use of heat-insulating products on the basis of waterless silicates : collection of scientific works / the VII International nachno-technical conference. – Penza : CCGT, 2030. – Part 1. – 2 p.
8. Kramarenko A.V. Production technology of environmentally friendly heat-insulating silicate material / International scientific and technical ELPIT-2003 conference. – Togliatti : TGU, 2003. – 3 p.

УДК 528

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОННОГО ТАХЕОМЕТРА ВСЛЕДСТВИЕ ЕГО ДЕФОРМАЦИЙ

DETERMINATION OF THE ERRORS OF THE ELECTRONIC TOTAL STATION DUE TO ITS DEFORMATIONS

Мягкова Екатерина Сергеевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
kate201325@bk.ru

Романова Татьяна Андреевна

Старший преподаватель,
кафедра кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
t_gura@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены основные функции тахеометра. Определены основные правила эксплуатации электронного тахеометра. Рассмотрены факторы, которые могут вызвать деформацию прибора, что может привести к наличию грубых ошибок в вычислениях и в конечном итоге к ненадежности возводимых конструкций. Дана рекомендация для выявления погрешностей электронного тахеометра.

Ключевые слова: электронный тахеометр, тахеометр, погрешность, деформация, поверка прибора.

Myagkova Ekaterina Sergeevna

Student,
Kuban state technological university
kate201325@bk.ru

Romanova Tatiana Andreevna

Senior lecturer,
department of the inventory
and geoengineering,
Kuban state technological university
gda-kuban@mail.ru

Annotation. Definitions are given for the concepts: total station and electronic total station. The main functions of the total station are considered. The basic rules of operation of the electronic total station are defined. The factors that can cause deformation of the device, which can lead to the presence of gross errors in the calculations and ultimately to the unreliability of the constructed structures, are considered. A recommendation is given to detect errors of the electronic total station.

Keywords: electronic total station, total station, error, deformation, calibration of the device.

Геодезические приборы применяются во многих сферах жизни человека: строительство, проектирование, кадастр. Тахеометр – это геодезический прибор, который предназначен для измерения вертикальных и горизонтальных углов, превышений, длин линий. К основным функциям тахеометра относят:

- определение координат;
- определение высоты недоступных объектов;
- вынос в натуру линий, дуг и координат;
- вычисление площади;
- обратная засечка [1].

Электронный тахеометр – это тахеометр, который выполнен в едином электронно-оптическом блоке, применяемый для измерения горизонтальных и вертикальных углов, расстояний и определения значений их функций. Он объединяет теодолит, светодальномер и микро-ЭВМ и осуществляет совместную обработку результатов измерений [2].

Наиболее распространенные электронные тахеометры Sokkia, Topcon, Leica, Trimble, которые обладают встроенным программным обеспечением для всех геодезических работ. Они имеют угловую точность от 1" до 5" [3, 4].

При работе с электронным тахеометром необходимо соблюдать повышенную внимательность и инструкцию по использованию, чтобы избежать нежелательных деформаций прибора, что может привести к поломке высокоточного электронного тахеометра, наличию грубых ошибок в вычислениях и в конечном итоге к ненадежности возводимых конструкций [5, 6].

Особое внимание нужно уделять температурному режиму электронного тахеометра. Большинство приборов способны работать до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Не рекомендуется ис-

пользовать прибор при более низкой температуре, чем написано в его паспорте. В неблагоприятных условиях прибор выдаст ошибку, перестанет работать дисплей и устройство памяти или более серьезную поломку, если будет находиться на морозе длительное время. Также у прибора существует степень пылезащиты и влагозащиты, которые показывают защиту электронного тахеометра от внешних факторов [7].

Для определения угломерных погрешностей производится учет систематической погрешности по результатам поверок прибора: проверка устойчивости штатива и подставки, проверка юстировки уровней и оптического центрира, проверка наклона сетки нитей зрительной трубы, проверка юстировки сетки нитей зрительной трубы, проверка 2С и место нуля, проверка значения частотной поправки дальномера, проверка поправки дальномера, проверка масштабной частоты дальномера [8]. Также производят построение математической модели, которое предполагает соответствие реальному объекту некоторого математического объекта. С помощью этой модели получают характеристики рассматриваемого реального объекта. Их соответствие позволяет получать точные расчеты и выявлять погрешности [9, 10].

Приведем формулу, по которой можно рассчитать допускаемую среднюю квадратическую погрешность измерения расстояния:

$$m_D = a + b \cdot 10^{-6} D,$$

где a – составляющие, независимые от расстояния, мм; b – составляющие, зависящие от расстояния; D – измеряемое расстояние, мм.

В заключение отметим, что деформации электронного тахеометра влекут за собой наличие погрешностей, которые необходимо выявить и устранить. А для этого нужно получать свидетельство о метрологической поверке, которое показывает исправность электронного тахеометра.

Литература:

1. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А., Шевченко Г.Г. Об исследованиях угломерных погрешностей электронных тахеометров : Монография. – Краснодар, 2016. – 144 с.
2. Гура Д.А. Методика обработки результатов исследования горизонтального круга электронных тахеометров Leica TS06 power / В сборнике: Науки о Земле на современном этапе. – 2012. – С. 109–112.
3. Гура Д.А., Аветисян Г.Г., Желтко С.С. Об исследованиях угломерных ошибок электронных тахеометров // Геодезия и картография. – 2011. – № 4. – С. 16–18.
4. Гура Д.А., Аветисян Г.Г., Желтко Ч.Н. Исследования упругих деформаций электронных тахеометров // Геодезия и картография. – 2011. – № 5. – С. 10–12.
5. Серебрякова Л.И., Козлова Л.Ю. Измерительные технологии в геодезии и вопросы оценки точности // Геодезия и картография. – 2002. – № 12. – С. 5–10.
6. Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Современные измерительные технологии на кафедре кадастра и геоинженерии в КубГТУ «Геопрофи». – 2012. – № 6. – С. 23–24.
7. Гура Т.А., Глазков Р.Е. Точность и надежность электронных тахеометров // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2017. – № 11. – С. 90–99.
8. Гура Т.А., Коломиец О.Г. Методика поверки современных высокоточных геодезических средств измерений на примере электронных тахеометров : Научные достижения и открытия 2017 / сборник статей победителей II Международного научно-практического конкурса. – 2017. – С. 23–28.
9. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Бердзенишвили С.Г. Экспериментальные исследования погрешностей измерений горизонтальных углов электронными тахеометрами // Метрология. – 2014. – № 2. – С. 17–20.
10. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А., Шевченко Г.Г. История проблемы исследования погрешностей измерений углоизмерительных приборов // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. – 2013. – № 5. – С. 43–45.

References:

1. Zheltko Ch.N., Gur D.A., Shepherds M.A., Shevchenko G.G. yolk. About researches of gonimetric errors of electronic tacheometers : Monograph. – Krasnodar, 2016. – 144 p.

2. Gura D.A. Technique of processing of results of a research of a horizontal circle of electronic tacheometers Leica TS06 power / B collection: Sciences about Earth at the present stage. – 2012. – P. 109–112.
3. Gura D.A., Avetisyan, Zheltko S.Ch. About researches of goniometric errors of electronic tacheometers // Geodesy and cartography. – 2011. – № 4. – P. 16–18.
4. Gura D.A., Avetisyan, Zheltko Ch.N. Researches of elastic deformations of electronic tacheometers // Geodesy and cartography. – 2011. – № 5. – P. 10–12.
5. Serebryakova L.I., Kozlova L.Yu. Measuring technologies in geodesies and questions of assessment of accuracy // Geodesy and cartography. – 2002. – № 12. – P. 5–10.
6. Gura D.A., Shevchenko G.G., Modern measuring technologies at department of the inventory and geengineering in KubGTU «Geoprofi». – 2012. – № 6. – P. 23–24.
7. Gura T.A., Eyes R.E. Tochnost and reliability of electronic tacheometers // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2017. – № 11. – P. 90–99.
8. Gura T.A., Kolomiyets O.G. Metodika of checking of modern high-precision geodetic measuring instruments on the example of electronic tacheometers : Scientific achievements and opening of 2017 / collection articles of winners of the II International scientific and practical competition. – 2017. – P. 23–28.
9. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko, Berdzenishvili S.G. Experimental researches of errors of measurements of horizontal corners electronic tacheometers // Metrology. – 2014. – № 2. – P. 17–20.
10. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shepherds M.A., Hevchenko G.G. Istoriya's yolk of a problem of a research of errors of measurements ugloizmeritelnykh of devices // News of higher educational institutions. Geodesy and aerial photography. – 2013. – № 5. – P. 43–45.

УДК 528

О НЕОБХОДИМОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ЕЖЕГОДНЫХ ПОВЕРОК ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ

ON THE NEED FOR ANNUAL CALIBRATION OF GEODETIC MEASURING INSTRUMENTS

Наумович Юлия Игоревна

Студент,
Институт строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный
технологический университет
naumovich16012000@mail.ru

Романова Татьяна Андреевна

Старший преподаватель,
кафедра кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
t_gura@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору современных приборов, применяемых для геодезических измерений, а также необходимости их ежегодных поверок в специализированных сервисных центрах.

Ключевые слова: геодезические приборы, поверка, метрология.

Naumovich Julia Igorevna

Student,
Institute of Construction
and Transport Infrastructure,
Kuban State Technological University
naumovich16012000@mail.ru

Romanova Tatiana Andreevna

Senior lecturer,
department of the inventory
and geoengineering,
Kuban state technological university
gda-kuban@mail.ru

Annotation. This article is devoted to reviews of modern devices used for geodetic measurements, as well as the need for their annual inspections in specialized service centers.

Keywords: geodetic instruments, verification, metrology.

В технологическом аспекте геодезия обеспечивает координатными системами отсчёта и координатными основами различные сферы деятельности человека: строительство, картография, землеустройство и многое другое. Важное значение имеет исправность геодезических приборов, так как от этого напрямую зависит точность проводимых измерений.

При проведении разноплановых геодезических работ используются многочисленные методы и инструменты. Выделим ряд основных современных геодезических приборов:

1. Нивелиры (применяются для определения разности высот между различными точками земной поверхности);
2. Теодолиты (применяются для определения вертикальных и горизонтальных углов при проведении топографических съёмок);
3. Тахеометры (применяются для измерения расстояний, а также вертикальных и горизонтальных углов);
4. Дальномёры, как отдельные приборы (применяются для измерения расстояний);
5. GPS/GNSS приемники и оборудование к ним;
6. Трассоискатели (применяются для определения местоположения и глубины залегания подземных коммуникаций).

Отметим особенности геодезических приборов:

- геодезические приборы используются для различных измерений на местности в широком спектре внешних воздействующих факторов;
- в полевых условиях возможно проведение юстировок, связанных с восстановлением заложенных в конструкции прибора геометрических, механических и иных условий;
- наличие встроенных элементов текущего контроля функционального состояния и правильности проведения технологических операций.

Перечисленные выше особенности геодезических приборов указывают на широкие возможности их метрологического обслуживания, производимого через систему испытаний, аттестаций, поверок, исследований. Главным этапом этой системы является поверка [2].

Поверка геодезических приборов – это совокупность экспериментальных операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим характеристикам [5].

Существуют методы поверки, непосредственно связанные с эксплуатацией геодезических приборов. Большинство геодезических приборов имеют элементы контроля. Это обеспечивает возможность проведения эксплуатационной поверки по технологическим критериям [9]. Поэтому в процессе измерений предусматриваются промежуточные элементы контроля измерений, которые далее используются для оценки метрологической исправности прибора. Выделим ряд таких элементов: изменение нуля-пункта уровня, колебание коллимационной погрешности и места нуля в приеме; расхождение результатов измерений в прямом и обратном ходах и т.п.

Но не всегда при эксплуатационных поверках можно выявить те или иные неисправности прибора. Порой проводятся исследования неисправного прибора [8], но чаще проводятся периодические поверки в специализированных сервисных центрах, а иногда и исследования приборов на заводах-изготовителях в случае, если невозможно выявить и решить проблему в центрах по ремонту данных устройств.

Наглядным примером неисправных по вине изготовителя приборов являлись первые гирокомпасы 15Ш29, изготовленные для Министерства Обороны СССР в г. Киеве, затем в г. Бердске в 70-х годах XX в. Исследования оптических теодолитов и электронных тахеометров показывали, что результаты измерений одного и того же угла, полученного при разных положениях подставки на штативе, различаются между собой. После тщательных исследований, разработчики прибора и завод изготовитель быстро устранили причину этих ошибок [1, с. 43–45].

Такие неисправности, как в случае с гирокомпасами 15Ш29, встречаются довольно редко. А вот неисправности, возникшие во время эксплуатации измерительных приборов – частая проблема, которую не всегда возможно решить без помощи специалистов.

Поверка геодезических приборов должна осуществляться раз в год в полном объеме контроля метрологических параметров [6]. В зависимости от результатов поверок при предыдущих проверках состояния средств измерений, интервалы между ними, при необходимости, должны быть сокращены, чтобы гарантировать сохранение точности [7]. Для подтверждения работоспособности оборудования приборы должны поверяться в начале и конце каждого полевого сезона [3]. Если вы занимаетесь инженерными изысканиями в геодезии, строительстве, в картографии, в сфере землеустроительных (кадастровых) работ, проводите работы с использованием электроизмерительного оборудования, вы в обязательном порядке должны выполнять такую процедуру как поверка геодезического оборудования, электроизмерительных приборов, которая выполняется для подтверждения соответствия вашего прибора или инструмента действующим метрологическим требованиям [4].

В настоящее время существует большое количество специализированных сервисных центров, в которых высококвалифицированные сотрудники проверят ваш геодезический прибор, и, в случае неисправностей, быстро и успешно их устранят.

Литература:

1. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А., Шевченко Г.Г. История проблемы исследования погрешностей измерений углоизмерительных приборов // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. – 2013. – № 5. – С. 43–45.
2. Особенности метрологического обслуживания геодезических приборов. – URL : <https://studfiles.net/preview/6334350/page:3/> (дата обращения 11.01.2019).
3. Метрологическая аттестация. – URL : <https://eftgroup.ru/metrologia> (дата обращения 10.01.2019).
4. Поверка геодезических и контрольно-измерительных приборов. – URL : <http://www.rusgeocom.ru/servis/poverka> (дата обращения 09.01.2019)
5. Википедия. Поверка. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Поверка> (дата обращения 14.01.2019).

6. Гура Т.А., Коломиец О.Г. Методика поверки современных высокоточных геодезических средств измерений на примере электронных тахеометров : Научные достижения и открытия 2017 / сборник статей победителей II Международного научно-практического конкурса. – 2017. – С. 23–28.

7. Гура Т.А., Глазков Р.Е. Точность и надежность электронных тахеометров // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2017. – № 11. – С. 90–99.

8. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tacheometers // Measurement Techniques. – 2014. – Т. 57. – № 3. – С. 277–279.

References:

1. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shepherds M.A., Shevchenko G.G. Istoriya of a problem of a research of errors of measurements ugioizmeritelnykh of devices // News of higher educational institutions. Geodesy and aerial photography. – 2013. – № 5. – P. 43–45.

2. Features of metrological service of geodetic devices. – URL : <https://studfiles.net/preview/6334350/page:3/> (date of the address 11.01.2019).

3. Metrological certification. – URL : <https://eftgroup.ru/metrologia> (date of the address 10.01.2019).

4. Checking geodetic and instrumentations. – URL : <http://www.rusgeocom.ru/servis/poverka> (date of the address 09.01.2019)

5. Wikipedia. Checking. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Poverka> (date of the address 14.01.2019).

6. Gura T.A., Kolomiyets O.G. Metodika of checking of modern high-precision geodetic measuring instruments on the example of electronic tacheometers: Scientific achievements and opening of 2017 / collection articles of winners of the II International scientific and practical competition. – 2017. – P. 23–28.

7. Gura T.A., Eyes R.E. Tochnost and reliability of electronic tacheometers // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2017. – № 11. – P. 90–99.

8. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tacheometers // Measurement Techniques. – 2014. – Т. 57. – № 3. – С. 277–279.

УДК 349.4

ОБЗОР ГЛАВНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ГРАДОСТРОИТЕЛЬНОМ КОДЕКСЕ ПО СОСТОЯНИЮ НА 1 МАРТА 2019 ГОД

REVIEW OF MAJOR CHANGES IN THE URBAN PLANNING CODE AS OF MARCH 1, 2019

Пилушенко Александр Владимирович

студент-магистрант
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
Sanya_Respectful@mail.ru

Осенняя Анна Витальевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
avosen2910@yandex.ru

Грибкова Ирина Сергеевна

старший преподаватель
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
i.s.gribkova@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные изменения в «Градостроительном кодексе Российской Федерации» от 29.12.2004 № 190-ФЗ, внесенные Федеральным законом от 03.08.2018 № 340 ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Ключевые слова: объект индивидуального жилищного строительства, земельный участок, федеральный закон, изменения, уведомление.

Pilyushenko Alexander Vladimirovich

Student,
Department of cadaster and geoengineering,
Kuban State University of Technology
Sanya_Respectful@mail.ru

Osennyaya Anna Vitalyevna

Candidate of technical Sciences,
Docent of the Department of cadaster
and geoingenieria,
Kuban State University of Technology
avosen2910@yandex.ru

Gribkova Irina Sergeevna

Senior teacher of the department
of cadastre and geoengineering,
Kuban State University of Technology
i.s.gribkova@mail.ru

Annotation. This article discusses the main changes in the «Urban Development Code of the Russian Federation» dated December 29, 2004 № 190-FZ, introduced by the Federal Law of 03.08.2018 № 340 FZ «On Amendments to the Town Planning Code of the Russian Federation and Certain Legislative Acts of the Russian Federation».

Keywords: object of individual housing construction, land, federal law, changes, notification.

Изменение состояния на строительном рынке, применение новых способов и технологий проведения работ требуют внесения конкретных изменений в нормативно-правовую базу, в большей степени затрагивающих изменения Градостроительного кодекса Российской Федерации

Существенные изменения в Градостроительный кодекс были внесены после принятия Федерального закона от 03.08.2018 № 340 ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1].

Ряд положений нового закона вступили в силу с момента опубликования документа, некоторые – с 1 января 2019 года.

Основные изменения затронули следующие пункты:

- получение разрешения на строительство;
- оформление строительства под ИЖС;
- порядок передачи земель по наследству и другим сделкам;
- снос незаконных строений.

Пересмотрен подход к разрешительным процедурам при постройке жилых и садовых домов (табл. 1). При их возведении (реконструкции) разработка проектной документации не нужна. Для получения разрешения на строительство необходимо напра-

вить уведомление о планируемом строительстве, в котором указываются параметры возводимого дома.

Таблица 1 – Сравнение правил при оформлении строительства объектов ИЖС

До введения ФЗ № 340	После введения ФЗ № 340
1) Запрещено выделять из состава сельскохозяйственных наделов, переоформленных под садоводческое назначение, часть для индивидуального жилищного строительства (ИЖС). 2) На садоводческих и дачных землях можно возводить только легкие летние домики, но строительство индивидуальных жилых домов запрещено.	1) Разрешено выделять из состава сельскохозяйственных наделов, переоформленных под садоводческое назначение, часть для индивидуального жилищного строительства (ИЖС). 2) Разрешено строительство индивидуальных жилых домов на землях садоводств, фермерских хозяйств и дачных земель.

При этом устанавливается, что параметры жилого дома, садового дома, возводимого на садовом земельном участке, жилого дома, возводимого на земельном участке, предоставленном для ведения личного подсобного хозяйства, не могут превышать параметры, установленные Градостроительным кодексом Российской Федерации для объектов индивидуального жилищного строительства. Данное изменение обусловлено отсутствием в законодательстве, а зачастую и в правилах землепользования и застройки ограничений параметров такой застройки, что приводит к многочисленным нарушениям на практике, в том числе в части строительства на таких земельных участках многоквартирных домов [2].

Непосредственно для устранения возможности многоквартирного строительства установлены определения объектов индивидуального жилищного строительства:

- отдельно стоящее здание;
- количество надземных этажей не должно превышать три этажа (количество подземных этажей не регламентируется);
- высота здания не более 20 м;
- здание не предназначено для раздела на самостоятельные объекты недвижимости (квартиры, комнаты на других хозяев).

С целью упорядочения индивидуальной жилой застройки, защиты прав и законных интересов, проживающих в данной местности, граждан введен специальное ограничение по максимальной высоте объектов индивидуального жилищного строительства, поскольку до внесения изменений Градостроительным кодексом Российской Федерации ограничивалась всего лишь этажность такого типа объектов.

Вместе с тем, жилые дома зачастую строятся по индивидуальным проектам, в том числе с расположением на таких объектах башен, шпилей и т.п., создающих разноплановые высотные акценты. Более того, установление ограничения лишь по количеству этажей, без ограничения высотности здания может привести к возведению застройщиком объектов с потенциально опасной высотой этажей, без дальнейшей проверки соблюдения требований технического регламента в связи с отсутствием необходимости подготовки и экспертизы проектной документации [3]. Данное регулирование параметров застройки направлено на установление единых требований к строительству жилых домов и будет контролироваться государством.

Таким образом, при строительстве объектов индивидуального жилищного строительства, садовых домов общей площадью до 500 м² нет необходимости в получении разрешения на строительство. Достаточно уведомить уполномоченный на выдачу разрешения на строительство орган местного самоуправления о начале строительства, путем направления уведомления о планируемом строительстве соответствующего объекта.

В течение 7 рабочих дней уполномоченный орган проводит проверку указанных в уведомлении параметров ИЖС установленным требованиям и выдает заявителю уведомление о соответствии и допустимости размещения ИЖС (либо о несоответствии и (или) недопустимости размещения). Оно и будет служить основанием для начала строительных работ [4].

Получив уведомление уполномоченного органа, застройщик вправе осуществлять строительство или реконструкцию ИЖС в течение 10 лет со дня направления уведомления о планируемом строительстве.

Когда все строительные мероприятия окончены, то застройщик обязан оповестить в течение 30 дней об этом компетентный орган местного самоуправления.

Подавая документ о завершении всех строительных работ, необходимо указать действительные параметры возведенного либо реконструированного объекта, а также ссылку на оплату государственной пошлины и способ отправки уведомления.

К нему необходимо приложить:

- документально подтвержденные полномочия застройщика. Если возведением занимается иностранная компания, то вся документация о прохождении ее регистрации переводится в нотариальном порядке;
- технический план объекта недвижимости;
- в случае владения домом несколькими собственниками, потребуется соглашение о перераспределении долей в праве владения и распоряжения.

По истечению 7 рабочих дней со дня получения органами местного самоуправления этого уведомления, застройщику посылается уведомление о соответствии ранее заявленным параметрам или выявленными несоответствиями в проекте. При обнаружении несоответствия органы должны предоставить их описание и возможные путиисправления ситуации и приведения параметров в законодательную норму [5].

Законом № 340-ФЗ устанавливается решение процедурных вопросов, относящихся к такому этапу жизненного цикла объекта капитального строительства, как его снос. В этой связи Градостроительный кодекс дополняется формулировкой понятия «снос» и главой, регулирующей вопросы, которые возникают в отношении сноса объекта капитального строительства.

Законом № 340-ФЗ также устанавливается механизм прекращения прав на земельный участок, на котором расположена самовольная постройка, в случае невыполнения обязанностей по ее сносу или приведению в соответствие с установленными требованиями. При этом предполагается, что новый собственник обязан произвести снос (приведение в соответствие с установленными требованиями) самовольной постройки в установленный срок.

Запрещается снос объектов, если они расположены в границах населенных пунктов в случаях, когда:

- права на объекты зарегистрированы до 1 сентября 2018 года;
- характеристики жилого дома соответствуют принятым для ИЖС;
- у земельного участка и строения один собственник.

Введен запрет на принятие органом местного самоуправления решения о сносе самовольной постройки, созданной до вступления в силу Земельного кодекса (если основанием принятия решения о сносе является отсутствие правоустанавливающих документов на земельный участок) или до 14 мая 1998 г. (если основанием принятия решения о сносе является отсутствие разрешения на строительство). В этих случаях решение о сносе самовольных построек может принять только суд.

Учитывая изложенное, новые изменения в Градостроительном кодексе позволят во многом пресечь самые распространенные нарушения в области градостроительной деятельности, окажут благоприятное влияние на развитие территории в целом, сократят расходы бюджетных средств на снос самовольных построек.

Литература:

1. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации : Федеральный закон от 03.08.2018 № 340-ФЗ // Система «Консультант Плюс».
2. Российская Федерация. Законы. Градостроительный кодекс Российской Федерации : Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2018) // Система «Консультант Плюс».
3. Упрощен порядок строительства объектов индивидуального жилищного строительства, государственного строительного надзора и сноса объектов капитального строительства // Перспектива 24 – Агентство недвижимости в Уфе. – URL : <http://perspektiva24.com>
4. Упрощается порядок оформления в собственность на объекты ИЖС // Федеральная служба государственной регистрации, кадастра и картографии (Росреестр). – URL : <https://rosreestr.ru>

5. Вербицкий М.В., Грибкова И.С., Осенняя А.В. Перспективы использования экспертных систем при разработке градостроительной документации : Девелопмент и инновации в строительстве / сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 48–51.

References:

1. Russian Federation. Laws. About introduction of amendments to the Town-planning code of the Russian Federation and separate acts of the Russian Federation : Federal law of 03.08.2018 № 340-FZ // Consultant Plus System.

2. Russian Federation. Laws. Town-planning code of the Russian Federation : The federal law of 29.12.2004 № 190-FZ (an edition of 03.08.2018) (with amendment and additional, entered in force from 01.09.2018) // the Consultant Plus System.

3. The order of construction of facilities of individual housing construction, state construction supervision and demolition of capital construction projects // Prospect 24 – Real estate agency in Ufa is simplified. – URL : <http://perspektiva24.com>

4. The registration order in property on objects of private housing construction // Federal Registration Service (Federal Registration Service) becomes simpler. – URL : <https://rosreestr.ru>

5. Verbitsky M.V., Gribkova I.S., Osennaya A.V. The prospects of use of expert systems when developing town-planning documentation : Development and innovations in the construction / collection of articles of the International scientific and practical congress. – 2018. – P. 48–51.

УДК 711.1

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ, ВНЕСЕННЫХ В ПРАВИЛА ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ И ЗАСТРОЙКИ НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА КРАСНОДАРА

ANALYSIS OF CHANGES MADE TO THE RULES OF LAND USE AND DEVELOPMENT ON THE EXAMPLE OF THE CITY OF KRASNODAR

Серебрякова Валерия Олеговна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
14-am-zk1@mail.ru

Грибкова Ирина Сергеевна

старший преподаватель
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
i.s.gribkova@mail.ru

Осенняя Анна Витальевна

кандидат технических наук,
зав. кафедрой кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
avosen@mail.ru

Коломыцев Арсений Александрович

ассистент
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
mills@inbox.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются изменения в правилах землепользования и застройки на примере города Краснодара. Данные правила необходимы для создания условий развития территорий, сохранения окружающей среды, создания условий для планировки территорий, создания условий для привлечения инвестиций. В правила землепользования и застройки муниципального образования город Краснодар были внесены изменения как в виде дополнения существующих статей, так и в виде добавления новых.

Ключевые слова: правила землепользования и застройки, градостроительный регламент, вид разрешенного использования, территориальные зоны.

Serebryakova Valeriya Olegovna

Student,
Kuban State Technological University
14-am-zk1@mail.ru

Gribkova Irina Sergeevna

Senior teacher of department
of cadastre and geoengineering,
Kuban State Technological University
i.s.gribkova@mail.ru

Osennyaya Anna Vital'yevna

Candidate of Technical Sciences,
Head of department of cadastre
and geoengineering,
Kuban State Technological University
avosen@mail.ru

Kolomytsev Arseniy Aleksandrovich

Assistent of department
of cadastre and geoengineering,
Kuban State Technological University
mills@inbox.ru

Annotation. This article discusses changes in land use and development rules using the example of the city of Krasnodar. These rules are necessary to create conditions for the development of territories, preserve the environment, create conditions for the planning of territories, create conditions for attracting investments. The rules of land use and development of the Krasnodar city municipality were amended both in the form of an addition to existing articles and in the form of adding new ones.

Keywords: land use and development rules, town planning regulations, type of permitted use, territorial zones.

Правила землепользования и застройки – это документ градостроительного зонирования, который утверждается нормативными правовыми актами органов местного самоуправления, и в котором устанавливаются территориальные зоны, градостроительные регламенты, порядок применения такого документа и порядок внесения в него изменений [1].

Статья 30 Градостроительного кодекса Российской Федерации устанавливает требования к правилам землепользования и застройки. Данная статья описывает для каких целей данные правила разрабатываются, что в себя должны включать, порядок применения этих правил и внесение в них изменений, что должно быть отображено на карте градостроительного зонирования [2].

Настоящие правила землепользования и застройки муниципального образования город Краснодар состоят из четырех частей:

1. Порядок применения правил и внесение в них изменений;
2. Градостроительные регламенты;
3. Ограничения землепользования и застройки;
4. Карта градостроительного зонирования и ограничения землепользования и застройки [3].

Остановимся на изменениях, внесенных в первую часть правил землепользования и застройки.

В ч. 1 ст. 1 п. 2 о порядке применения правил и внесения в них изменений включает в себя положения:

- 1) о регулировании землепользования и застройки органами местного самоуправления;
- 2) об изменении видов разрешённого использования земельных участков и объектов капитального строительства физическими и юридическими лицами;
- 3) о документации по планировке территории;
- 4) о проведении публичных слушаний по вопросам землепользования и застройки;
- 5) о внесении изменений в Правила;
- 6) о регулировании иных вопросов землепользования и застройки.

В данной части были добавлены пункты 5 и 6.

В градостроительном регламенте в отношении земельных участков и объектов капитального строительства, расположенных в пределах соответствующей территориальной зоны, указываются:

- 1) виды разрешённого использования земельных участков и объектов капитального строительства;
- 2) предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков и предельные параметры разрешённого строительства, реконструкции объектов капитального строительства;
- 3) ограничения использования земельных участков и объектов капитального строительства, устанавливаемые в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- 4) расчётные показатели минимально допустимого уровня обеспеченности территории объектами коммунальной, транспортной, социальной инфраструктур и расчётные показатели максимально допустимого уровня территориальной доступности указанных объектов для населения в случае, если в границах территориальной зоны, применительно к которой устанавливается градостроительный регламент, предусматривается осуществление деятельности по комплексному и устойчивому развитию территории.

В ч. 1 ст. 2 были внесены изменения в понятия по следующим пунктам и подпунктам:

- г) элементы обустройства автомобильных дорог;
- д) объекты дорожного сервиса;
- пункт 2 стоянка автомобилей;
- пункт 3 благоустройство территории
- пункт 5 градостроительная деятельность;
- пункт 7 градостроительный регламент.

Также добавлен пункт 7.1 с определением «деятельность по комплексному и устойчивому развитию территории – осуществляемая в целях обеспечения наиболее эффективного использования территории деятельность по подготовке и утверждению документации по планировке территории для размещения объектов капитального строительства жилого, производственного, общественно-делового и иного назначения и необходимых для функционирования таких объектов и обеспечения жизнедеятельности граждан объектов коммунальной, транспортной, социальной инфраструктур, а также по архитектурно-строительному проектированию, строительству, реконструкции указанных в настоящем пункте объектов».

Внесены изменения в определения в пункте 9 «застройщик», пункте 11 «зоны с особыми условиями использования», пункте 15 «красные линии».

В ч. 1 ст. 2 добавлен пункт 15.1 с определением «коэффициент плотности застройки – отношение площади всех этажей зданий и сооружений к площади участка (квартала)». Добавлен пункт 23.1 с определением «приаэродромная территория – прилегающий к аэродрому участок земной или водной поверхности, в пределах которого (в целях обеспечения безопасности полётов и исключения вредного воздействия на здоровье людей и деятельность организаций) устанавливается зона с особыми условиями использования территории». Добавлен пункт 41.1 с определением «элемент планировочной структуры – часть территории поселения, городского округа или межселенной территории муниципального района (квартал, микрорайон, район и иные подобные элементы). Виды элементов планировочной структуры устанавливаются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти».

Добавлена статья 12 «Инженерные изыскания для подготовки документации по планировке территории». Данная статья включает в себя сведения о целях проведения инженерных изысканий. Также статьи 13 «Проект планировки территории» и статья 14 «Проект межевания территории» подверглись изменению, в них добавлены пункты с требованиями к содержанию самой документации и к ее графической части.

В статье 19 «Особенности организации и проведения публичных слушаний по обсуждению документации по планировке территории» добавлен пункт 1.1 о том, почему могут не проводиться публичные слушания, к этим причинам относят:

- 1) территории, в границах которой в соответствии с Правилами предусматривается осуществление деятельности по комплексному и устойчивому развитию территории;
- 2) территории в границах земельного участка, предоставленного некоммерческой организации, созданной гражданами, для ведения садоводства, огородничества, дачного хозяйства или для ведения дачного хозяйства иному юридическому лицу;
- 3) территории для размещения линейных объектов в границах земель лесного фонда.

Добавлена статья 24.1 «Градостроительный план земельного участка».

В статье 27 «Застройка земельных участков» добавлен пункт 1.1 «предельные значения коэффициентов плотности застройки территории» [4].

Проведя анализ изменений правил землепользования и застройки города Краснодара можно отметить то, что после последних публичных слушаний внесено достаточно много изменений как в виде дополнения существующих статей, так и в виде добавления новых. Данные изменения необходимы для создания условий развития территорий, сохранения окружающей среды, создания условий для планировки территорий, создания условий для привлечения инвестиций.

Литература:

1. Осенняя А.В., Гура Д.А., Грибкова И.С. Градостроительное законодательство методические указания к практическим занятиям, самостоятельной работе и выполнению контрольной работы для студентов всех форм обучения специальности 120303 – Городской кадастр. – Краснодар, 2006.
2. Вербицкий М.В., Грибкова И.С., Осенняя А.В., Перспективы использования экспертных систем при разработке градостроительной документации. – Краснодар, 2018.
3. Об утверждении Правил землепользования и застройки на территории муниципального образования город Краснодар : Решение городской Думы Краснодара от 30 января 2007 г. № 19 п. 6.
4. Решение городской Думы Краснодара от 28.11.2017 № 44 п. 6 О внесении изменений в решение городской Думы Краснодара от 30.01.2007 № 19 п. 6 «Об утверждении Правил землепользования и застройки на территории муниципального образования город Краснодар».

References:

1. Osennyaya A.V., Gura D.A., Gribkova I.S. The town-planning legislation methodical instructions to a practical training, independent work and performance of an examination for students of all forms of education of specialty 120303 – the City inventory. – Krasnodar, 2006.

2. Verbitsky M.V., Ribkova I.S., Osennyaya A.V., the Prospects of use of expert systems when developing town-planning documentation. – Krasnodar, 2018.

3. About the approval of Rules of land use and building in the territory of the municipal unit the city of Krasnodar : Decision of City Council of Krasnodar of January 30, 2007 № 19 of item 6.

4. Decision of City Council of Krasnodar of 28.11.2017 No. 44 of item 6 On modification of the decision of City Council of Krasnodar of 30.01.2007 № 19 of the item 6 «About the Approval of Rules of Land Use and Building in the territory of the Municipal Unit the City of Krasnodar».

УДК 691

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ В ЯЧЕИСТЫХ БЛОКАХ

INVESTIGATION OF THE POSSIBILITY OF USING WASTE PRODUCTION AND CONSUMPTION WHEN RE-DEVICE IN CELLULAR BLOCKS

Крамаренко Аркадий Викторович
кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Сиворонова Екатерина Эдуардовна
студент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Аннотация. В статье рассмотрена возможность использования отходов ячеистых бетонов, а именно после автоклавной обработки в производстве, при повторном использовании в изготовлении или добавлении.

Ключевые слова: отходы, изделие, газобетон, керамзитобетон.

Kramarenko Arkady Viktorovich
Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
avk5@bk.ru

Sivoronova Ekaterina Eduardovna
Student,
Togliatti state University
avk5@bk.ru

Annotation. The article discusses the possibility of using waste cellular concrete, namely after autoclave treatment in production, when reused in the manufacture or addition.

Keywords: waste, product, aerated concrete, expanded clay concrete.

При реконструкции зданий и сооружений, а также в связи с бракованной партией при производстве ячеистых бетонов таких как газобетон, керамзитобетон [4, 5, 6], пенобетон, силпор [4, 7, 8] и другие, возникает вопрос по утилизации отходов или повторном применении в производстве. В настоящее время широко применяется повторная переработка вторсырья, поэтому рассмотрим применение отходов в повторном производстве.

Опытные партии стеновых блоков из отходов производства ячеистого бетона взяты образцы и проведены исследования свойств данных материалов и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Физико-механические свойства

№ п/п	Физико-механические свойства	Ед. изм.	Параметры ячеистых блоков
1	Средняя плотность	кг/м ³	760–800
2	Прочность при сжатии	МПа	4,9–5,1
3	Морозостойкость	цикл	30–35
4	Влажность	%	7,2–9,5

Исследования по определению теплопроводности стеновых блоков были выполнены в климатической камере с измерительной системой для определения термического сопротивления и сопротивления теплопередаче фрагмента из исследуемых блоков – образцов. Фрагмент уложили с помощью раствора более высокой марки (М600) и пластификаторами. Швы во всех направлениях с двух сторон фрагмента герметизировали мастикой. Измерения теплотехнических измерений проводились с помощью встроенных и подключенных датчиков.

Результаты экспериментального определения теплотехнических свойств блоков из отходов производства ячеистого бетона приведены в таблицу 2.

Из полученных результатов следует, что теплопроводность блоков с добавлением отходов и более высокой марки (М600) раствора, и пластификаторов, при производстве ячеистого бетона плотность которого составляет 760–800 кг/м³, а теплопро-

водность 0,194–0,198 Вт/м °С, при этом плотность теплового потока через испытываемые блоки составила со стороны теплого отсека камеры 19,2–20,2 Вт/м². Согласно ТКП 45-2.04-43-2006 «Строительная теплотехника. Строительные нормы проектирования» коэффициент теплопроводности в сухом состоянии для керамзитобетона и газобетона плотностью 800 кг/м³ не должен превышать 0,24 Вт/м °С.

Таблица 2 – Теплотехнические свойства

№ п/п	Теплотехнические свойства	Ед. изм.	Блоки плотностью (в сухом состоянии), кг/м ³		
			760	813	805
1	Температура поверхности блока (холодный отсек климатической камеры)	°С	–17,87	–17,77	–17,20
2	Температура поверхности блока (теплый отсек климатической камеры)	°С	20,75	20,95	21,03
3	Плотность теплового потока через испытываемый блок (теплый отсек климатической камеры)	Вт/м ²	19,24	20,20	18,95
4	Термическое сопротивление блока	м ² °С/Вт	1,980	1,922	1,926
5	Теплопроводность блока	Вт/м °С	0,194	0,198	0,197

На основании проведенных лабораторных исследований были сделаны выводы, что использование отходов в последующем производстве (переработке) является эффективным методом переработки вторичного сырья или безотходного производства изделия. В итоге получили несколько улучшенные характеристики по теплотехническим свойствам за счет добавления более высокой марки раствора и пластификаторов, что при соотношении производимых отходов и закупки компенсирует расходы.

Литература:

1. Лотош В.Е. Фундаментальные основы природопользования : учебное издание. – Екатеринбург : Полиграфист, 2007. – Кн. 3: Переработка отходов природопользования. – С. 503.
2. Тепловая защита зданий : СП 50.13330.2012 / Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003. – М. : Минрегион России, 2012. – С. 139.
3. Строительная теплотехника. Строительные нормы проектирования : ТКП 45-2.04-43-2006. – Минск : Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2007. – С. 32.
4. Крамаренко А.В. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов / А.В. Крамаренко, С.Д. Кириченко, О.С. Кириченко // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 271–275.
5. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н.М. Калиниченко, Я.А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
6. Крамаренко А.В., Путилова М.Н., Никитина К.В. Приемы и технологии нивелирования недостатков керамзитобетонных блоков // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 34–36.
7. Крамаренко А.В. Поведение силикат-глыбы в процессе изготовления силпора : Эффективные строительные конструкции: Теория и практика / XIV Международная научно-техническая конференция. – Пенза : ПДЗ, 2014. – С. 59–61.
8. Крамаренко А.В. Особенности эффективности изготовления и применения силпора / 9-ая Всероссийская научно-практическая конференция: Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья. – Тольятти : ТГУ, 2015. – С. 59–61.

References:

1. Lotosh V.E. Fundamental bases of environmental management : educational edition. – Yekaterinburg : Printer, 2007. – Prince 3: Processing of waste of environmental management. – P. 503.
2. Thermal protection of buildings : Joint venture 50.13330.2012 / Revised edition Construction Norms and Regulations 23-02-2003. – M. : Ministry of Regional Development of the Russian Federation, 2012. – P. 139.

3. Construction heating engineer. Construction standards of design : ТКР 45-2.04-43-2006. – Minsk : Ministry of Architecture of Republic of Belarus, 2007. – P. 32.
4. Kramarenko A.V. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials / A.V. Kramarenko, S.D. Kirichenko, O.S. Kirichenko // Innovations and investments. – 2018. – № 5. – P. 271–275.
5. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzitobetonykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.
6. Kramarenko A.V., Putilova M.N., Nikitina K.V. Receptions and technologies of leveling of shortcomings keramzitobetonykh of blocks // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 34–36.
7. Kramarenko A.V. Behavior silicate block in the course of production of a silpor : Effective building constructions: Theory and practice / the XIV International scientific and technical conference. – Penza : PDZ, 2014. – P. 59–61.
8. Kramarenko A.V. Features of efficiency of production and application of a silpor / the 9th All-Russian scientific and practical conference: Town planning, reconstruction and engineering support of sustainable development of the cities of the Volga region. – Togliatti : TGU, 2015. – P. 59–61.

УДК 691

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА В СТРОИТЕЛЬНЫХ СМЕСЯХ

STUDY THE POSSIBILITY OF USING WASTE IN BUILDING MIXTURES

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Сиворонова Екатерина Эдуардовна

студент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Аннотация. В статье рассмотрена возможность использования отходов ячеистых бетонов, в строительные смеси не нарушая их физико-механических свойств.

Ключевые слова: отходы, растворные смеси, ячеистый бетон.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
avk5@bk.ru

Sivoronova Ekaterina Eduardovna

Student,
Togliatti state University
avk5@bk.ru

Annotation. The article discusses the possibility of using waste cellular concrete in building mixtures without disturbing their physical and mechanical properties.

Keywords: waste, mortars, cellular concrete.

В настоящее время существует большое количество производства разнообразнейших бетонов (пенобетон, керамзитобетон [4, 5], газобетон, силпор [4, 6, 7, 8, 9] и другие, а также изделия из них), в связи с массовым производством возникают проблемы при получении готового изделия. Одна из рядовых проблем является утилизация отходов материалов.

Рассмотрим пропорциональное соотношение состава газобетона. Расход цемента составляет 260–320 кг на 1 м³ бетона. Сырьевая смесь бетона содержит 70–80 % фракционированного заполнителя, в основе которого идет ячеистый газобетон, 20–25 % цемента и около 5 % добавок.

В процессе выполнения исследований по рациональному использованию отходов производства автоклавного ячеистого бетона (газобетон) в составах растворных смесей, где заполнитель является фракционированный ячеистый бетон (газобетон).

Проведены экспериментальные исследования по подбору рецептурных составов сухих строительных смесей путем добавления отходов ячеистого бетонного производства, при этом не нарушая физико-механических свойств строительных смесей. За счет добавления отходов ячеистого бетона (газобетона или пенобетона) можно уменьшить количество добавляемого цемента в строительную смесь, тем самым экономив количество закупочного материала, но при этом увеличивая марку добавляемого цемента.

Для использования отходов при повторном производстве вторичного сырья основой служит процесс измельчения (дробления) отходов до необходимого размера фракций. Дробление отходов могут служить такие типы дробилок как шаровые или щековые дробилок, где посредством измельчения получают частицы размером 0,1–1,0 мм.

В состав исследуемых растворных сухих смесей входит:

- портландцемент – гидравлическое вяжущее вещество;
- наполнитель (доломитовая мука) – для упрочнения контактной зоны;
- диспергируемую добавку – образует стабилизацию дисперсии;
- пластифицирующую добавку – вещества для увеличения подвижности;
- водоудерживающую добавку – для удерживания водоотделения;
- отходы ячеистого бетона.

Исследования строительных смесей по основным физико-механическим свойствам приближены к требованиям, приведенным в таблице 1.

На основании проведенных исследований были сделаны заметки, что при добавлении отходов ячеистого бетона (газобетона) в строительные смеси с целью эко-

номии цемента, может помочь в утилизации не нарушая физико-механических свойств строительных смесей. В итоге при увеличении марки цемента, но уменьшении его количества за счет отходов газобетона (пенобетона) соотношение всех компонентов ведет к тому же ценовому диапазону, но при этом утилизации (повторному применению) отходов из газобетона (пенобетона).

Таблица 1 – Физико-механические свойства растворных смесей

№ п/п	Наименование показателя	Нормы для смесей	
		кладочная	штукатурная
1	Прочность раствора в проектном возрасте	M15–M25	M40–M50
2	Теплопроводность, Вт/м К	0,20–0,23	0,27–0,30
3	Средняя плотность раствора, кг/м ³	1100–1250	1250–1300
4	Морозостойкость, циклов	20–30	10–20
5	Прочность сцепления с основанием, МПа	0,07–0,1	0,1–0,5

Литература:

1. Лотош В.Е. Фундаментальные основы природопользования : учебное издание. – Екатеринбург : Полиграфист, 2007. – Кн. 3. Переработка отходов природопользования. – 503 с.
2. Смесей сухие строительные на цементном вяжущем. Общие технические условия : ГОСТ 31357-2007. – М. : Стандартинформ, 2008. – С. 9.
3. Смесей сухие строительные кладочные. Технические условия : ГОСТ Р 58272-2018. – М. : Стандартинформ, 2018. – С. 15.
4. Крамаренко А.В. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов / А.В. Крамаренко, С.Д. Кириченко, О.С. Кириченко // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 271–275.
5. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н.М. Калиниченко, Я.А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
6. Крамаренко А.В. Особенности эффективности изготовления и применения силпора : Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья / сборник трудов 4 Всероссийской научно-практической конференции (заочной). – 2015. – С. 59–61.
7. Крамаренко А.В. Поведение силикат-глыбы в процессе изготовления силпора : Эффективные строительные конструкции: Теория и практика / XIV Международная научно-техническая конференция. – Пенза : ПДЗ, 2014. – С. 59–61.
8. Крамаренко А.В. Теплоизоляция из силпора / сборник научных трудов Международной научно-практической конференции. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания», 2015. – Ч. 12. – С. 72–63.
9. Крамаренко А.В. Особенности эффективности изготовления и применения силпора : Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья / 9-ая Всероссийская научно-практическая конференция. – Тольятти : ТГУ, 2015. – С. 59–61.

References:

1. Lotosh V.E. Fundamental bases of environmental management : educational edition. – Yekaterinburg : Printer, 2007. – Prince 3. Processing of waste of environmental management. – 503 p.
2. Mixes dry construction on cement knitting. General specifications : GOST 31357-2007. – M. : Standartinform, 2008. – P. 9.
3. Mixes dry construction masonry. Specifications : GOST P 58272-2018. – M. : Standartinform, 2018. – P. 15.
4. Kramarenko A.V. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials / A.V. Kramarenko, S.D. Kirichenko, O.S. Kirichenko // Innovations and investments. – 2018. – № 5. – P. 271–275.
5. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzhitobetonnykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.

6. Kramarenko A.V. Features of efficiency of production and application of a silpor : Town planning, reconstruction and engineering support of sustainable development of the cities Volga region / collection of works 4 of the All-Russian scientific and practical conference (correspondence). – 2015. – P. 59–61.

7. Kramarenko A.V. Behavior silicate block in the course of production of a silpor : Effective building constructions: Theory and practice / the XIV International scientific and technical conference. – Penza : PDZ, 2014. – P. 59–61.

8. Kramarenko A.V. Thermal insulation from the silpor / collection of scientific works of the International scientific and practical conference. – Tambov : LLC Consulting Company, 2015. – Part 12. – P. 72–63.

9. Kramarenko A.V. Features of efficiency of production and application of a silpor : Town planning, reconstruction and engineering support of sustainable development of the cities of the Volga region / the 9th All-Russian scientific and practical conference. – Togliatti : TGU, 2015. – P. 59–61.

УДК 693.27

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕРМИКУЛИТОВЫХ И ПЕРЛИТОВЫХ МАТЕРИАЛОВ В КАЧЕСТВЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ПРИ ВОЗВЕДЕНИИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

USE OF VERMICULITE AND PERLITE MATERIALS AS THERMAL INSULATION IN ESTABLISHMENT OF BUILDINGS AND CONSTRUCTIONS

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Тимошкин Тимур Викторович

Студент,
Тольяттинский Государственный Университет
timberti25@yandex.ru

Аннотация. В статье проведен сравнительный анализ вермикулитовых и перлитовых материалов в качестве теплоизоляции зданий из сооружений.

Ключевые слова: вермикулит, перлит, минеральная вата, пенополистирол, строительство, блоки, теплоизоляция.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
avk5@bk.ru

Timoshkin Timur Viktorovich

Student,
Togliatti State University
timberti25@yandex.ru

Annotation. The article provides a comparative analysis of vermiculite and perlite materials as thermal insulation of buildings from structures.

Keywords: vermiculite, perlite, mineral wool, expanded polystyrene, construction, blocks, heat insulation.

Энергосбережение зданий и сооружений является одним из самых важных вопросов в сфере строительства. Основными методами решения этих вопросов является использование минераловатных и пенополистирольных плит в качестве утепления, отличающихся сравнительно низкой ценой и обеспечивающие хорошую теплоизоляцию. Каждый из них имеет серьезные недостатки, в связи с тем, что пенополистирол горюч, подвергается особому контролю МЧС, а минеральная вата через 10–15 лет подвергается деструкции, при повышенной влажности, сильно ухудшая теплотехнические свойства, а также способствует возникновению онкологических заболеваний. Поэтому, при возведении зданий и сооружений, которые должны отличаться повышенной экологической безопасностью при эксплуатации, а также при повышенных требованиях к длительности срока службы без капитального ремонта наружных и ограждающих конструкций, в качестве утепления предлагается применение вермикулитовых и перлитовых плит.

Для определения целесообразности использования вермикулитовых и перлитовых плит взамен распространенных минераловатных и пенополистирольных, необходимо провести анализ технических характеристик и физико-механических и др. свойств данных материалов.

Вермикулитовыми являются плиты, имеющие слоистую породу вулканического происхождения, в состав которых входит железо, кремний, магний, алюминий и другие примеси. В строительстве, чаще всего, применяют вспученный вермикулит, который получают путем обработки горной породы при температуре 900–1200° и обладающий более низкой теплопроводностью и плотностью.

Проанализировав технологию производства, можно выделить преимущества, такие как: достаточно высокий показатель долговечности, хороший показатель шумопоглощения, высокой стойкостью к воздействию окружающей среды и относительно невысокой стоимостью изделия.

Однако, несмотря на преимущества, данный материал обладает следующими недостатками: при проведении теплоизоляционных работ, необходимо обеспечить хорошую вентиляцию для отвода лишней влаги, а также высокий показатель водопоглощения, который снижается путем нанесения гидроизоляционных составов.

Проведя анализ использования вермикулитовых плит, можно выделить основные области применения изделия:

а) огнеупорной облицовки стен, потолков, перегородок, дверей, воздуховодов и дымоходов на промышленных предприятиях;

б) в жилых, общественных и административных зданиях, тоннелей и других сооружений;

в) при модернизации объектов повышенной безопасности, в частности – АЭС;

г) на нефтегазовых комплексах, на нефтеперерабатывающих, металлургических, цементных, химических заводах;

д) для реконструкции зданий и сооружений, огнезащиты металлических и деревянных конструкций;

е) для обустройства огнеупорных и звукоизолирующих перегородок и облицовки стен в домах и загородных коттеджах.

Перлитовые плиты представляют собой плиты, в составе которых основа – горная порода, кислое вулканическое стекло, при содержании воды в количестве более 1 %.

Проведя анализ технологии изготовления перлитовых плит, можно выделить основные достоинства: легкость изделия, стойкость к резким перепадам температур от –220 до +900 °С, экологичность, высокая химическая стойкость, высокий уровень звукоизоляции, обладает высокими прочностными характеристиками, хороший показатель водостойкости а также не подвержен деформации от воздействия высоких температур.

Несмотря на преимущества, в данном материале были выявлены следующие недостатки: высокая гигроскопичность, возникновение при работе с перлитовыми плитами мелкой алюмосиликатной пыли, оказывающая негативное влияние на здоровье человека, однако, такой недостаток применим к материалу, вермикулитовые плиты безопасны для человека.

Проведя анализ использования перлитовых плит, можно выделить основные области применения изделия:

а) огнезащита, тепло- и звукоизоляция при температурах от –80 °С и до 600 °С, поверхности оборудования, строительных конструкций, трубопроводов;

б) экологичный утеплитель для пожаро- и взрывоопасных производств;

в) теплозащита жилых помещений в частном строительстве, гаражей и подсобных хозяйственных помещений.

На основе анализа научных работ [1, 2, 3 и др.], проведенных исследований и испытаний, проведен сравнительный анализ свойств минераловатных, пенополистирольных, вермикулитовых и перлитовых плит в качестве теплоизоляции зданий. Усредненные значения материалов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика теплоизоляционных плит

№ п/п	Наименование показателя	Наименование изделия			
		минераловатные плиты	пенополистирольные плиты	вермикулитовые плиты	перлитовые плиты
1	Теплопроводность, Вт/(м·К)	0,04–0,06	0,031–0,044	0,04–0,06	0,043–0,9
2	Морозостойкость, цикл				
3	Средняя плотность, кг/м ³	40–330	10–150	300–500	200–300
4	Предел прочности при сжатии, МПа	0,04–0,33	0,01–0,15	0,6–1,3	0,3–1,2
5	Водопоглощение, %	6–30	0,2–0,4	2–10	2–6
6	Температура возгорания, °С	310–700	210–440	1100–1260	780–900
7	Паропроницаемость, мг/м·ч·Па	0,49–0,6	0,013–0,05	0,23–0,3	0,18–0,27
8	Долговечность, лет	10–20	50–100	35–75	20–60
9	Средняя стоимость, т.руб/м ³	3,5–5	2,5–5	5,5–15	4,5–15

Таким образом, анализ основных свойств рассмотренных строительных материалов исходя из научных (теоретических и практических) исследований, а также составленных на их основании табличных данных, позволяет утверждать, что применение вермикулитовых и перлитовых плит в качестве утеплителя, по сравнению с наиболее распространенными материалами, являются рациональными перспективным видением качественного, долговечного и эффективного утепления в частности наружных стен зданий и сооружений с длительным сроком эксплуатации.

Литература:

1. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Исследование оптимальных возможностей использования минераловатных и пенополистирольных плит в качестве утепления фасадных систем // Наука и образование: новое время. – 2017. – № 2 (3). – С. 14–15.
2. Крамаренко А.В. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов / А.В. Крамаренко, С.Д. Кириченко, О.С. Кириченко // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 271–275.
3. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н.М. Калиниченко, Я.А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
4. Крамаренко А.В., Путилова М.Н., Никитина К.В. Приемы и технологии нивелирования недостатков керамзитобетонных блоков // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 34–36.
5. Крамаренко А.В., Мещерякова А.А., Прокофьева Ю.А. Перспективные направления развития технологий утепления наружных конструкций зданий // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 137–139.

References:

1. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Research of optimum opportunities of use of mineral-cotton and polystyrene foam plates as warming of front systems // Science and education: modern times. – 2017. – № 2 (3). – P. 14–15.
2. Kramarenko A.V. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials / A.V. Kramarenko, S.D. Kirichenko, O.S. Kirichenko // Innovations and investments. – 2018. – № 5. – P. 271–275.
3. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzhitobetonnykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.
4. Kramarenko A.V., Putilova M.N., Nikitina K.V. Receptions and technologies of leveling of shortcomings keramzhitobetonnykh of blocks // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 34–36.
5. Kramarenko A.V., Meshcheryakova A.A., Prokofieva Yu.A. Perspective directions of development of technologies of warming of external structures of buildings // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 137–139.

УДК 693.27

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СТЕНОВЫХ БЛОКОВ ИЗ КЕРАМЗИТОБЕТОНА, ПЕНОБЕТОНА И ГАЗОБЕТОНА

COMPARATIVE ANALYSIS OF BUILDING BLOCKS OF CLAYDITE-CONCRETE, FOAM CONCRETE AND AERATED CONCRETE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Тимошкин Тимур Викторович

Студент,
Тольяттинский Государственный Университет
timberti25@yandex.ru

Аннотация. В статье проведен сравнительный анализ стеновых блочных изделий из керамзитобетона, пенобетона и газобетона, в качестве стеновых ограждающих конструкций.

Ключевые слова: керамзит, пенобетон, газобетон, строительство, блоки, бетон, стеновой блок, керамзитобетонные блоки, газобетонные блоки, пенобетонные блоки.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti state University
avk5@bk.ru

Timoshkin Timur Viktorovich

Student,
Togliatti State University
timberti25@yandex.ru

Annotation. The article presents a comparative analysis of wall block products made of expanded clay, foam concrete and aerated concrete as wall enclosing structures.

Keywords: expanded clay, foam concrete, aerated concrete, construction, blocks, concrete, wall block, expanded clay concrete blocks, aerated concrete blocks, foam concrete blocks.

Современные строительные технологии в качестве стеновых материалов все чаще предпочитают блоки из различных материалов наиболее используемому материалу – кирпичу. Каждый из видов блоков имеет свою сферу наиболее целесообразного применения, однако все они способны заменить кирпич, как в частном, так и в промышленном строительстве.

Для наиболее эффективного применения каждого вида блоков необходимо провести анализ технических характеристик и физико – химических свойств материалов.

Керамзитобетон является монолитным, отвержденным строительным материалом, получаемый путем смешивания цемента, песка и заполнителя, в качестве которого используется керамзит, в пропорциях 1:2:3.

Проанализировав технологию производства керамзитобетонных блоков, определено усредненное процентное соотношение состава данного строительного материала, приведенное на рисунке 1.



Рисунок 1 – Состав керамзитобетонных блоков

Проанализировав технологию производства, можно выделить преимущества, такие как: невысокий коэффициент теплопроводности, хороший показатель паропроницаемости, экологичен, не подвержен биологическим воздействиям, невысокая стоимость, не подвергаются деформациям и усадке, а также имеют достаточно высокий показатель по морозостойкости.

Однако, несмотря на преимущества, данный материал обладает следующими недостатками: относительная хрупкость при транспортировке пустотелых керамзитобетонных блоков, иногда недостаточный показатель водопоглощения, довольно трудный процесс обработки материала (в случае автоклавной обработки).

Пенобетон представляет собой ячеистый бетон, который имеет пористую структуру за счёт замкнутых пор (пузырьков) по всему объёму, который получается в результате твердения раствора, состоящего из портландцемента, песка, воды и вспенивателя.

Усредненное процентное соотношение состава пенобетонного блока, приведено на рисунке 2.

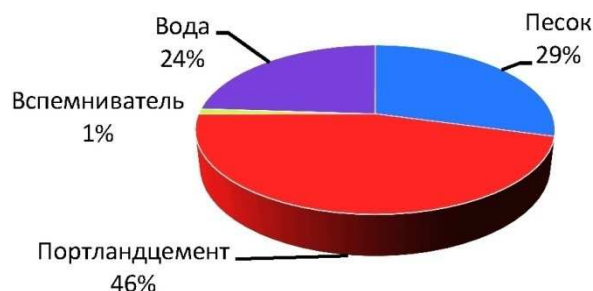


Рисунок 2 – Состав пеноблоков

Проведя анализ технологии изготовления пенобетонных блоков, можно выделить основные достоинства: высокие теплоизоляционные свойства, небольшой вес изделия, легкость в обработке и экологичность материала.

Несмотря на преимущества, в данном материале были выявлены следующие основные недостатки: низкая механическая прочность, низкий показатель прочности на изгиб, значительная усадка, высокая степень горючести и высокое водопоглощение.

Газобетон является искусственным камнем, с равномерно распределёнными по всему объёму приблизительно сферическими, замкнутыми порами диаметром 1–3 мм.

Усредненное процентное соотношение состава газобетонного блока, приведено на рисунке 3.

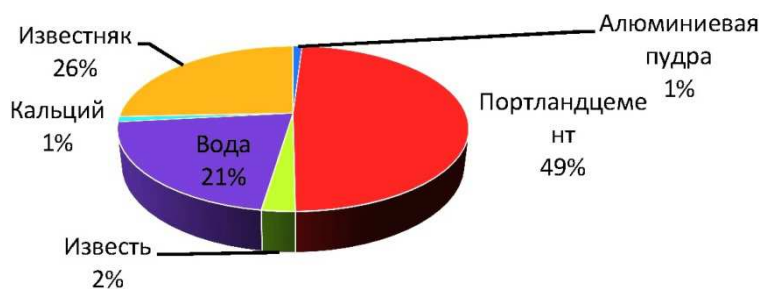


Рисунок 3 – Состав газобетонных блоков

Проведя анализ технологии изготовления газобетонных блоков, можно выделить основные достоинства: легкий вес, низкая теплопроводность, легкость в обработке, высокая огнестойкость, высокая паропроницаемость и высокая экологичность.

Несмотря на преимущества, в данном материале были выявлены следующие недостатки: возведение малоэтажных зданий и сооружений, а именно до 3 этажей, высокое влагопоглощение и значительная усадка.

На основе анализа научных работ [1, 2, 3 и др.], проведенных исследований и испытаний, проведен сравнительный анализ стеновых блоков из керамзитобетона, пено – и газобетонных блоков.

Таким образом, изучение и систематизация основных свойств рассмотренных строительных материалов исходя из научно – практических исследований ученых, а также таблицы 1 позволяет утверждать, что каждый вид блоков обладает определенным набором достоинств и недостатков, которые, при правильном и целесообразном применении для конкретных целей строительства, позволит снизить финансовые затраты и сроки строительства, возводя при этом энергосберегающие конструктивные элементы зданий и сооружений.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика стеновых блоков

№ п/п	Наименование показателя	Наименование материала		
		керамзитобетонный блок	газобетонный блок	пенобетонный блок
1	Теплопроводность, Вт/м·К	0,14–0,66	0,09–0,34	0,1–0,4
2	Морозостойкость, цикл	50–100	35–75	35–75
3	Средняя плотность, кг/м ³	400–2000	300–1200	300–1200
4	Прочность на сжатие, МПа	3,5–30	0,5–15	0,25–12,5
5	Водопоглощение, %	14	16	20
6	Усадка, мм/м ² (%)	0	0,3	0,6–1,2
7	Паропроницаемость, мг/м·ч·Па	0,09–0,3	0,11–0,23	0,075–0,28
8	Звуконепроницаемость, Дб	70	50	50
9	Долговечность, лет	до 100	более 70	до 30
10	Стоимость, руб/м ³	2100–4800	2600–3500	3200–3600
11	Объемный вес изделия, кг/м ³	700–1500	200–600	400–900

Литература:

1. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н. М. Калиниченко, Я. А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
2. Крамаренко А.В. Особенности эффективности изготовления и применения силпора : Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья / сборник трудов IV Всероссийской научно-практической конференции (заочной). – 2015. – С. 59–61.
3. Крамаренко А.В. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов / А.В. Крамаренко, С.Д. Кириченко, О.С. Кириченко // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 271–275.
4. Крамаренко А.В. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения / А.В. Крамаренко, Н.М. Калиниченко, Я.А. Миронова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.
5. Крамаренко А.В., Путилова М.Н., Никитина К.В. Приемы и технологии нивелирования недостатков керамзитобетонных блоков // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 34–36.
6. Крамаренко А.В., Мещерякова А.А., Прокофьева Ю.А. Перспективные направления развития технологий утепления наружных конструкций зданий // Перспективы науки. – 2018. – № 10 (109). – С. 137–139.

References:

1. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzitobetonnykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.
2. Kramarenko A.V. Features of efficiency of production and application of a silpor : Town planning, reconstruction and engineering support of sustainable development of the cities Volga region / collection of works IV of the All-Russian scientific and practical conference (correspondence). – 2015. – P. 59–61.
3. Kramarenko A.V. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials / A.V. Kramarenko, S.D. Kirichenko, O.S. Kirichenko // Innovations and investments. – 2018. – № 5. – P. 271–275.
4. Kramarenko A.V. The comparative analysis of heattechnical characteristics the keramzitobetonnykh of blocks with construction products of similar appointment / A.V. Kramarenko, N.M. Kalinichenko, Ya.A. Mironova // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.
5. Kramarenko A.V., Putilova M.N., Nikitina K.V. Receptions and technologies of leveling of shortcomings keramzitobetonnykh of blocks // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 34–36.
6. Kramarenko A.V., Meshcheryakova A.A., Prokofieva Yu.A. Perspective directions of development of technologies of warming of external structures of buildings // Prospects of science. – 2018. – № 10 (109). – P. 137–139.

УДК 62

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ВТОРОГО ПОРЯДКА С КРАТНЫМИ КОРНЯМИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ

THE ANALYSIS OF TRANSITIONAL FEATURES OF THE SYSTEM OF THE SECOND ORDER WITH MULTIPLE ROOTS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор 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

Серкин Александр Дмитриевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики систем второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени.

Доказано, что переходные характеристики систем второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование при условии $\tau > \frac{1}{2}T$.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы второго порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply 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

Serkin Aleksandr Dmitrievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the second-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree are determined.

It is proved that the transient characteristics of second-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of the first degree have overshoot under the condition $\tau > \frac{1}{2}T$.

Keywords: transient response, characteristic equation of the second order system, roots of the characteristic equation.

Передаточная функция системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{20}(p) = \frac{1}{\frac{1}{4}T^2 p^2 + Tp + 1} = \frac{1}{\left(\frac{1}{2}Tp + 1\right)^2},$$

где T – постоянная времени полинома знаменателя передаточной функции второго порядка.

Корни характеристического уравнения системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения:

$$Tp_{1;2} = -2.$$

Переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{20}(t) = K_1 \cdot e^{-2\frac{t}{T}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-2\frac{t}{T}} + K_3.$$

Первая производная переходной характеристики системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{20}^{(1)}(t) = -2 \cdot \frac{K_1}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}} + K_2 \cdot e^{-2\frac{t}{T}} - 2 \cdot \frac{K_2}{T} \cdot t \cdot e^{-2\frac{t}{T}}.$$

Так как начальные и конечные значения передаточной функции второго порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{20}(0) = 0; \\ h_{20}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{20}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения передаточной функции второго порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$\begin{cases} h_{20}(0) = K_1 + K_3; \\ h_{20}^{(1)}(0) = -2 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2; \\ h_{20}(\infty) = K_3, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$\begin{cases} K_3 = 1; \\ K_1 + 1 = 0; \\ -2 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2 = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$\begin{aligned} K_1 &= -1; \\ K_2 &= -\frac{2}{T}. \end{aligned}$$

Таким образом, переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned} h_{20}(t) &= -e^{-2\frac{t}{T}} - 2 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}} + 1; \\ h_{20}^{(1)}(t) &= \frac{4}{T} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}}. \end{aligned}$$

Передаточная функция системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{21}(p) = \frac{\tau p + 1}{\frac{1}{4}T^2 p^2 + T p + 1} = \frac{\tau p + 1}{\left(\frac{1}{2}T p + 1\right)^2},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции второго порядка.

Переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{21}(t) = -e^{-2\frac{t}{T}} - 2 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}} + 1 + 4 \cdot \frac{\tau}{T} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}}.$$

После преобразования переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе принимает вид:

$$h_{21}(t) = -e^{-2\frac{t}{T}} + 2 \cdot \left(2 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $\tau = \frac{1}{2}T$, то $h_{21}(t) = -e^{-2\frac{t}{T}} + 1$.

Если $h_{21}(t_*) = 1$, то справедливы соотношения:

$$e^{-2\frac{t_*}{T}} = 2 \cdot \left(2 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_*}{T} \cdot e^{-2\frac{t_*}{T}};$$

$$1 = 2 \cdot \left(2 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_*}{T};$$

$$T^2 = 2 \cdot (2\tau - T) \cdot t_*;$$

$$t_* = \frac{1}{2} \cdot \frac{T^2}{2\tau - T},$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{2}T$.

Первая производная переходной характеристики системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе получает вид:

$$h_{21}^{(1)}(t) = 4 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot e^{-2\frac{t}{T}} - \frac{4}{T} \cdot \left(2 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-2\frac{t}{T}}.$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}} h_{21}^{(1)} = 0$, то справедливо уравнение:

$$4 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot e^{-2\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} - \frac{4}{T} \cdot \left(2 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_{\text{экстр}}}{T} \cdot e^{-2\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} = 0.$$

Из уравнения следует, что:

$$t_{\text{экстр}} = \frac{T\tau}{2\tau - T},$$

где $t_{\text{экстр}}$ – время, при котором переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{2}T$.

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице.

Таблица – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{21}		
	$\tau = 0$	$\tau = \frac{1}{2}T$	$\tau = T$
1	2	3	4
0	0	0	0
0,25	0,09020401	0,39346934	0,69673437
0,5	0,264241117	0,62120558	1
0,75	0,442174599	0,77686839	1,11156508
1	0,59399415	0,864664716	1,135335283
1,25	0,712702504	0,917915001	1,123127498
1,5	0,800851726	0,950212931	1,099574137
1,75	0,864111774	0,969802616	1,075493459
2	0,908421805	0,981684361	1,054946917
2,25	0,938900519	0,988891003	1,038881488
2,5	0,959572318	0,993262053	1,026951788

Продолжение таблицы

1	2	3	4
2,75	0,973435985	0,995913228	1,018390471
3	0,982648734	0,997521247	1,012393761
3,25	0,988724206	0,99849656	1,008268916
3,5	0,992704944	0,999088118	1,005471292
3,75	0,995298782	0,999446915	1,003595048
4	0,996980836	0,999664537	1,002348238
4,25	0,99806705	0,999796531	1,001526013
4,5	0,998765902	0,99987659	1,000987278
4,75	0,999214055	0,999925148	1,000636241
5	0,9995006	0,9999546	1,000408599

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

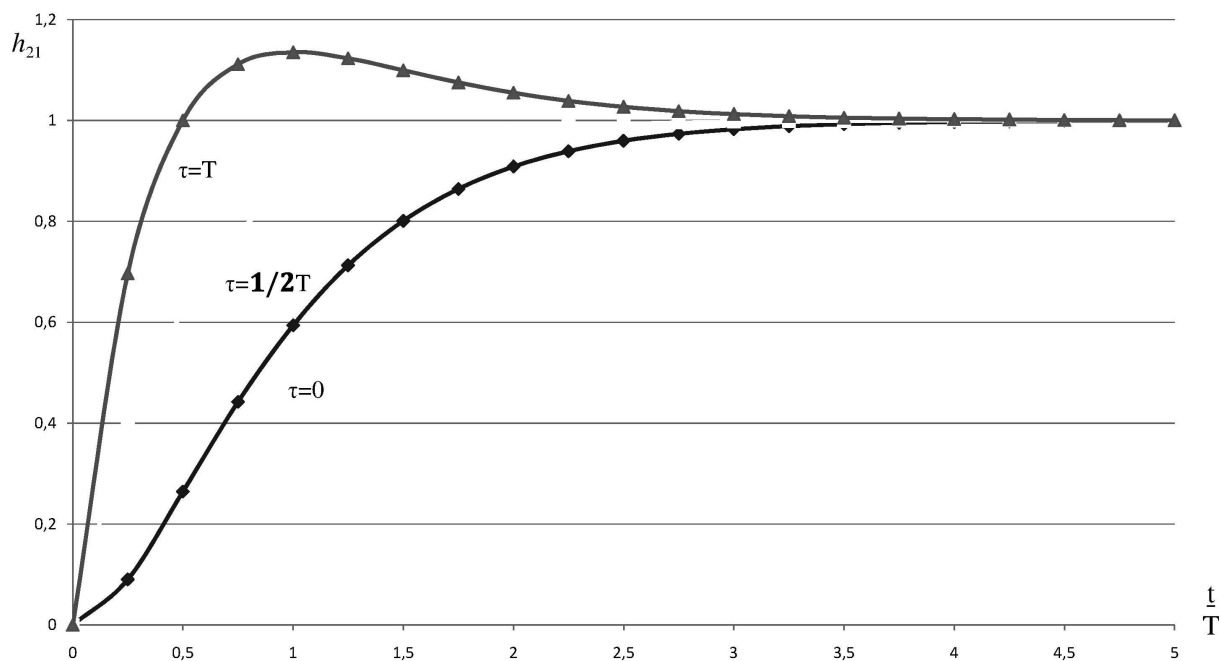


Рисунок 1 – Зависимость h_{21} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

Если $\tau = 0,5T$, то $t_* = \infty$; $t_{\text{экстр}} = \infty$; $h_{\text{макс}} = 1$.

Если $\tau = 0,6T$, то $t_* = 2,5T$; $t_{\text{экстр}} = 3T$; $h_{\text{макс}} = 1,00049575$.

Если $\tau = 0,7T$, то $t_* = 1,25T$; $t_{\text{экстр}} = 1,75T$; $h_{\text{макс}} = 1,012078953$.

Если $\tau = 0,8T$, то $t_* = \frac{5}{6}T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{4}{3}T$; $h_{\text{макс}} = 1,041690071$.

Если $\tau = 0,9T$, то $t_* = 0,625T$; $t_{\text{экстр}} = 1,125T$; $h_{\text{макс}} = 1,08431938$.

Если $\tau = T$, то $t_* = 0,5T$; $t_{\text{экстр}} = T$; $h_{\text{макс}} = 1,135335283$.

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 $\frac{\tau}{T}$.

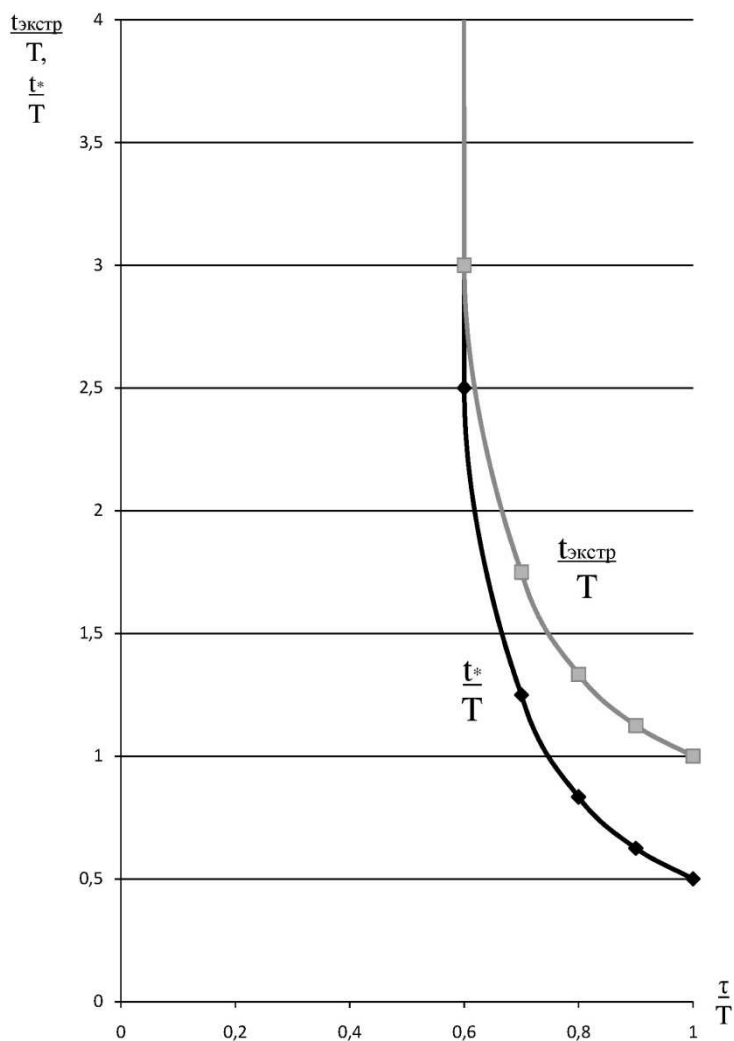


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t^*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

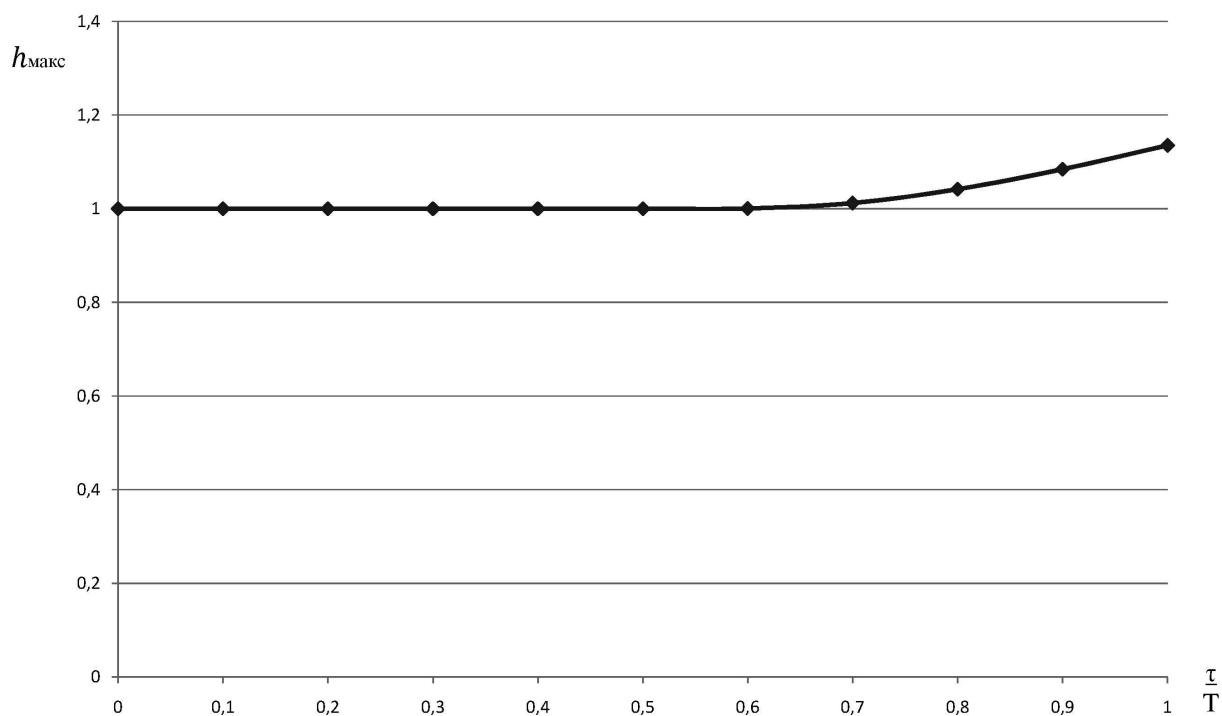


Рисунок 3 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Вывод

Получены переходные характеристики систем второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени.

Проведен первый численный эксперимент, на основании которого получены зависимости переходных характеристик системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

Проведен второй численный эксперимент, на основании которого получены зависимости времени, при котором переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения, времени, за которое переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения от постоянной времени полинома числителя передаточной функции второго порядка и максимального значения переходной характеристики системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции второго порядка в относительных единицах.

Установлено, что при условии $\tau > \frac{1}{2}T$ переходные характеристики систем второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование.

УДК 62

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ТРЕТЬЕГО ПОРЯДКА С КРАТНЫМИ КОРНЯМИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ

THE ANALYSIS OF TRANSITIONAL FEATURES OF THE SYSTEM OF THE THIRD ORDER WITH MULTIPLE ROOTS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор 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

Серкин Александр Дмитриевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики систем третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени.

Подтверждено, что при условии $\tau > \frac{1}{3}T$ переходные характеристики систем третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы третьего порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply 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

Serkin Aleksandr Dmitrievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. Transitional characteristics of systems of the third order with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree are defined.

It is confirmed that under a condition $\tau > \frac{1}{3}T$ transitional characteristics of systems of the third order with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of the first degree have reregulation.

Keywords: transient response, characteristic equation of the third order system, roots of the characteristic equation.

Передаточная функция системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет следующий вид:

$$W_{30}(p) = \frac{1}{\frac{1}{27}T^3 p^3 + \frac{1}{3}T^2 p^2 + Tp + 1} = \frac{1}{\left(\frac{1}{3}Tp + 1\right)^3}$$

где T – постоянная времени полинома знаменателя передаточной функции третьего порядка.

Корни характеристического уравнения системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения: $Tp_{1;2;3} = -3$.

Переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{30}(t) = K_1 \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + K_4.$$

Первая производная переходной характеристики системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{30}^{(1)}(t) = -3 \cdot \frac{K_1}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + K_2 \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{K_2}{T} \cdot t \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 2K_3 \cdot t \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{K_3}{T} \cdot t^2 \cdot e^{-3\frac{t}{T}}.$$

Вторая производная переходной характеристики системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{30}^{(2)}(t) = 9 \cdot \frac{K_1}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{K_2}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{K_2}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 9 \cdot \frac{K_2}{T^2} \cdot t \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 2K_3 \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{K_3}{T} \cdot t \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{K_3}{T} \cdot t \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 9 \cdot \frac{K_3}{T^2} \cdot t^2 \cdot e^{-3\frac{t}{T}}.$$

Начальные и конечные значения передаточной функции третьего порядка (с точки зрения физики) равны:

$$\begin{cases} h_{30}(0) = 0; \\ h_{30}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{30}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{30}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения передаточной функции третьего порядка (с точки зрения математики) равны:

$$\begin{cases} h_{30}(0) = K_1 + K_4; \\ h_{30}^{(1)}(0) = -3 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2; \\ h_{30}^{(2)}(0) = 9 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 6 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3; \\ h_{30}(\infty) = K_4. \end{cases}$$

Коэффициенты переходной характеристики системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$\begin{aligned} K_4 &= 1; \\ K_1 &= -1; \\ K_2 &= -\frac{3}{T}; \\ K_3 &= -\frac{9}{2T^2}. \end{aligned}$$

Следовательно, переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная станут равны:

$$h_{30}(t) = -e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - \frac{9}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 1.$$

$$h_{30}^{(1)}(t) = \frac{27}{2T} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}}.$$

Передаточная функция системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{31}(p) = \frac{\tau p + 1}{\frac{1}{27}T^3 p^3 + \frac{1}{3}T^2 p^2 + T p + 1} = \frac{\tau p + 1}{(\frac{1}{3}T p + 1)^3},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции третьего порядка.

Переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{31}(t) = -e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - \frac{9}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 1 + \frac{27}{2} \cdot \frac{\tau}{T} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}}.$$

Переходная характеристика системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе после преобразования принимает вид:

$$h_{31}(t) = -e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + \frac{9}{2} \cdot \left(3 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $\tau = \frac{1}{3}T$, то $h_{31}(t) = -e^{-3\frac{t}{T}} - 3 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 1$.

Если $h_{31}(t_*) = 1$, то справедливы соотношения:

$$e^{-3\frac{t_*}{T}} + 3 \cdot \frac{t_*}{T} \cdot e^{-3\frac{t_*}{T}} = \frac{9}{2} \cdot \left(3 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_*^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t_*}{T}};$$

$$T^3 + 3T^2 \cdot t_* = \frac{9}{2} \cdot (3\tau - T) \cdot t_*^2;$$

$$t_*^2 - \frac{2T^2}{3 \cdot (3\tau - T)} \cdot t_* - \frac{2T^3}{9 \cdot (3\tau - T)} = 0.$$

$$t_* = \frac{T^2}{3 \cdot (3\tau - T)} \pm \sqrt{\frac{T^4}{9 \cdot (3\tau - T)^2} + \frac{2T^3}{9 \cdot (3\tau - T)}};$$

$$t_* = \frac{T^2}{3 \cdot (3\tau - T)} \pm \frac{\sqrt{T^4 + 6T^3\tau - 2T^4}}{3 \cdot (3\tau - T)};$$

$$t_* = \frac{T \pm \sqrt{T \cdot (6\tau - T)}}{3 \cdot (3\tau - T)} \cdot T,$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{3}T$.

Первая производная переходной характеристики системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе получает вид:

$$h_{31}^{(1)}(t) = 27 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - \frac{27}{2T} \cdot \left(3 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t}{T}}.$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}} h_{31}^{(1)} = 0$, то справедливо уравнение:

$$27 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t_{\text{экстр}}}{T} \cdot e^{-3\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} - \frac{27}{2T} \cdot \left(3 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^2}{T^2} \cdot e^{-3\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} = 0.$$

Из уравнения следует, что:

$$t_{\text{экстр}} = \frac{2T\tau}{3\tau - T},$$

где $t_{\text{экстр}}$ – время, при котором переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{3}T$.

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице.

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы второго порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

Таблица – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{31}		
	$\tau = 0$	$\tau = \frac{1}{3}T$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,040505439	0,173358532	0,439064718
0,5	0,163261899	0,442174599	0,94421746
0,75	0,390660733	0,65745252	1,191036095
1	0,576809918	0,800851726	1,248935342
1,25	0,722931556	0,888290707	1,219009008
1,5	0,826421929	0,938900519	1,163857699
1,75	0,894885647	0,96720301	1,111837736
2	0,938031195	0,982648734	1,071883813
2,25	0,964251581	0,990925682	1,044273886
2,5	0,979743284	0,995298782	1,026409779
2,75	0,988692403	0,997583358	1,015365269
3	0,993767804	0,998765902	1,008762096
3,25	0,996602514	0,999373332	1,004914969
3,5	0,998165384	0,99968333	1,002719224
3,75	0,999017542	0,99984066	1,001486897
4	0,999477741	0,999920125	1,000804892
4,25	0,999724188	0,999960093	1,000431902
4,5	0,999855192	0,999980121	1,000230321
4,75	0,999924373	0,999990124	1,000121626
5	0,999960691	0,999995105	1,000063934

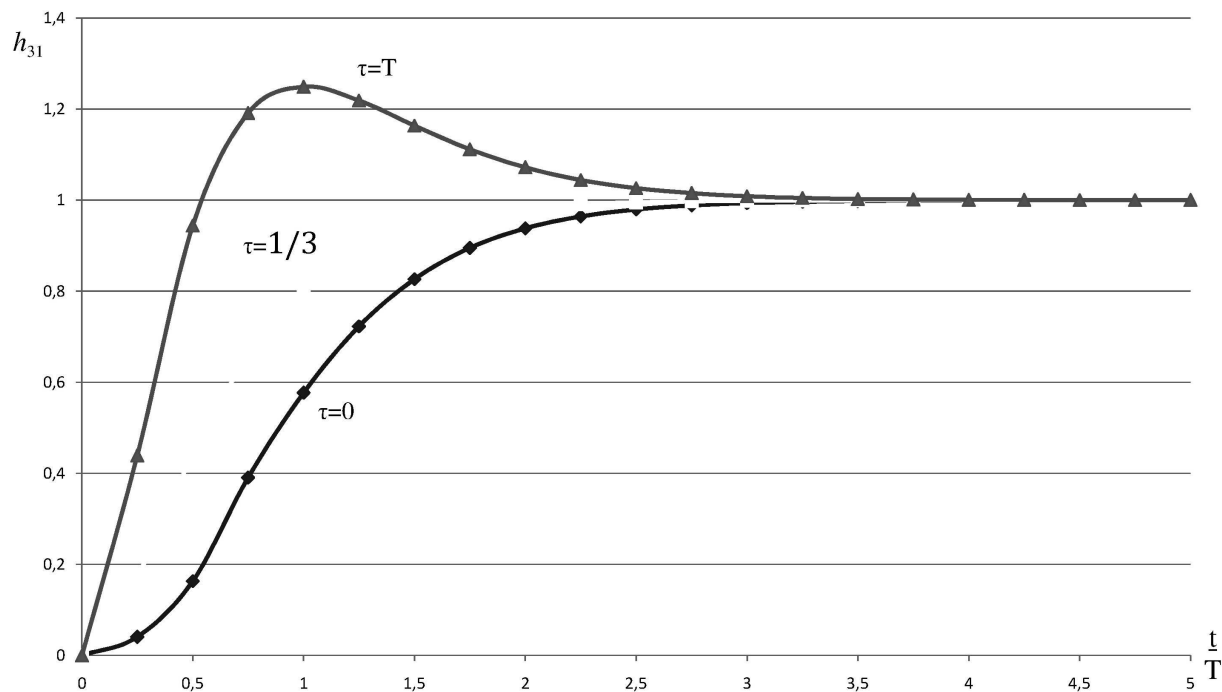


Рисунок 1 – Зависимость h_{31} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

Если $\tau = \frac{1}{3}T$, то $t_* = \infty$; $t_{\text{экстр}} = \infty$; $h_{\text{макс}} = 1$.

Если $\tau = 0,4T$, то $t_* = 3,638693261T$; $t_{\text{экстр}} = 4T$; $h_{\text{макс}} = 1,000008602$.

Если $\tau = 0,5T$, то $t_* = 1,609475708T$; $t_{\text{экстр}} = 2T$; $h_{\text{макс}} = 1,004957504$.

Если $\tau = 0,6T$, то $t_* = 1,088521479T$; $t_{\text{экстр}} = 1,5T$; $h_{\text{макс}} = 1,028883391$.

Если $\tau = 0,7T$, то $t_* = 0,845107388T$; $t_{\text{экстр}} = 1,272727273T$; $h_{\text{макс}} = 1,070296659$.

Если $\tau = 0,8T$, то $t_* = 0,726045274T$; $t_{\text{экстр}} = 1,142857143T$; $h_{\text{макс}} = 1,123246315$.

Если $\tau = 0,9T$, то $t_* = 0,607376018T$; $t_{\text{экстр}} = 1,058823529T$; $h_{\text{макс}} = 1,183623824$.

Если $\tau = T$, то $t_* = 0,539344662T$; $t_{\text{экстр}} = T$; $h_{\text{макс}} = 1,248935342$.

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 $\frac{\tau}{T}$.

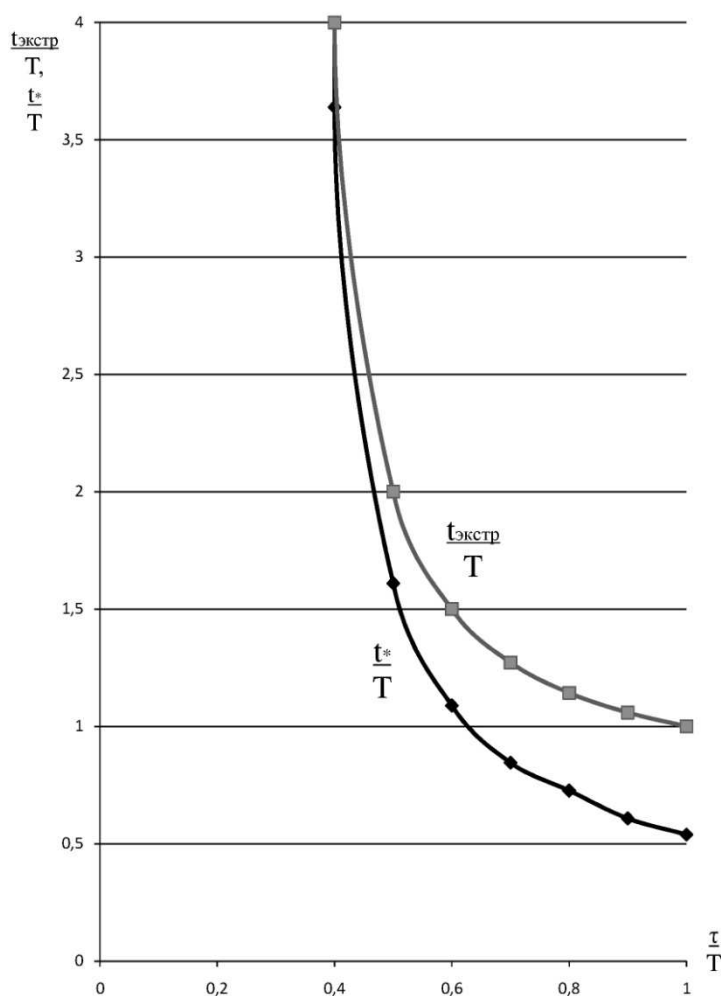


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

Вывод

Найдены переходные характеристики систем третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени.

Проведен первый численный эксперимент, на основании которого получены зависимости переходных характеристик системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

Проведен второй численный эксперимент, на основании которого получены зависимости времени, при котором переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в

числителе достигает максимального значения, времени, за которое переходная характеристика системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения от постоянной времени полинома числителя передаточной функции третьего порядка и максимального значения переходной характеристики системы третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции третьего порядка в относительных единицах.

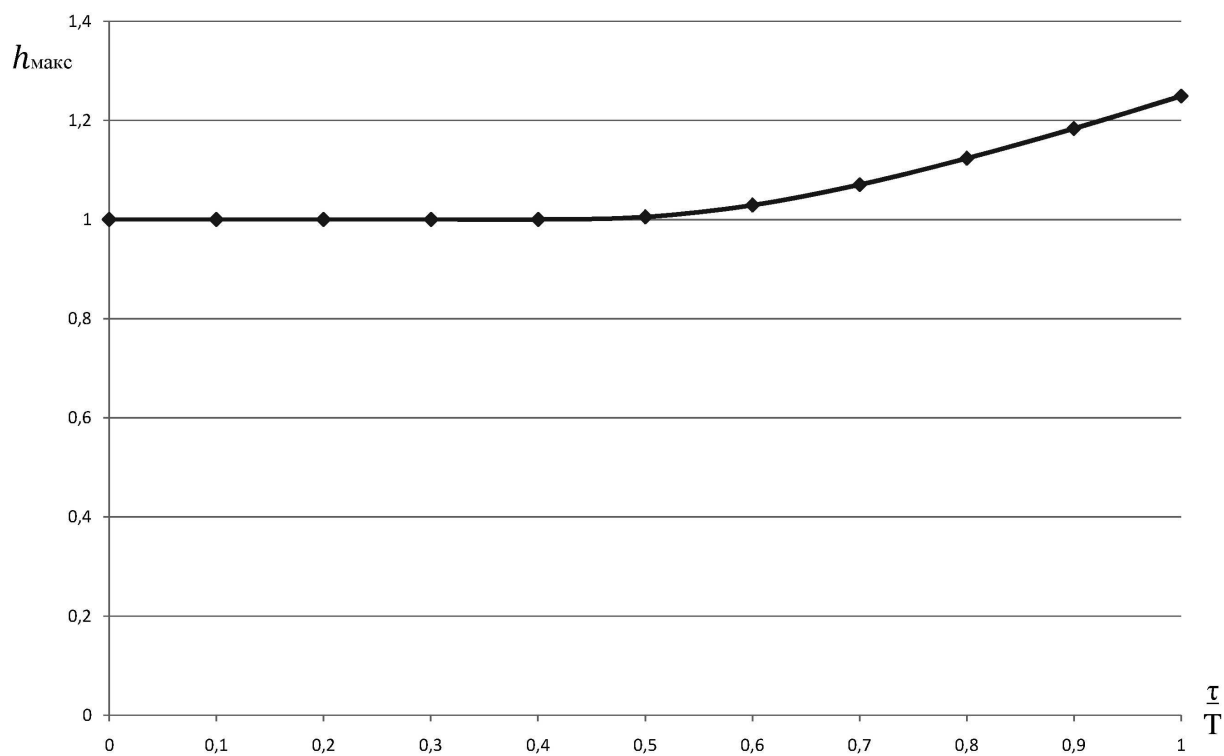


Рисунок 3 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Установлено, что при условии $\tau > \frac{1}{3}T$ переходные характеристики систем третьего порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование.

УДК 62

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ЧЕТВЕРТОГО ПОРЯДКА С КРАТНЫМИ КОРНЯМИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ

THE ANALYSIS OF TRANSITIONAL FEATURES OF THE SYSTEM OF THE FOURTH ORDER WITH MULTIPLE ROOTS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор 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

Серкин Александр Дмитриевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Определены переходные характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени.

Установлено, что переходные характеристики систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование при условии $\tau > \frac{1}{4}T$.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы четвертого порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply 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

Serkin Aleksandr Dmitrievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the fourth-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree are identified.

It is determined that the transient characteristics of fourth-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of the first degree have overshoot under the condition $\tau > \frac{1}{4}T$.

Keywords: transient response, characteristic equation of the fourth order system, roots of the characteristic equation.

Передаточная функция системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения выглядит следующим образом:

$$W_{40}(p) = \frac{1}{\frac{1}{256}T^4 p^4 + \frac{1}{16}T^3 p^3 + \frac{3}{8}T^2 p^2 + Tp + 1} = \frac{1}{\left(\frac{1}{4}Tp + 1\right)^4},$$

где T – постоянная времени полинома знаменателя передаточной функции четвертого порядка.

Корни характеристического уравнения системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения: $Tp_{1 \div 4} = -4$.

Переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет следующий вид:

$$h_{40}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-\frac{t}{T}} + K_4 \cdot t^3 \cdot e^{-\frac{t}{T}} + K_5.$$

Первая производная переходной характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{40}^{(1)}(t) = \left(-4 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2\right) \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \left(-4 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \\ + \left(-4 \cdot \frac{K_3}{T} + 3K_4\right) \cdot t^2 \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - 4 \cdot \frac{K_4}{T} \cdot t^3 \cdot e^{-4\frac{t}{T}}.$$

Вторая производная переходной характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{40}^{(2)}(t) = \left(16 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 8 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3\right) \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \left(16 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 16 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4\right) \cdot t \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \\ + \left(16 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 24 \cdot \frac{K_4}{T}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + 16 \cdot \frac{K_4}{T^2} \cdot t^3 \cdot e^{-4\frac{t}{T}}.$$

Третья производная переходной характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{40}^{(3)}(t) = \left(-64 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 48 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 24 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4\right) \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \\ + \left(-64 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 96 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 72 \cdot \frac{K_4}{T}\right) \cdot t \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \\ + \left(-64 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 144 \cdot \frac{K_4}{T^2}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - 64 \cdot \frac{K_4}{T^3} \cdot t^3 \cdot e^{-4\frac{t}{T}}.$$

Так как начальные и конечные значения передаточной функции четвертого порядка (с точки зрения физики) принимают значения:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = 0; \\ h_{40}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{40}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{40}^{(3)}(0) = 0; \\ h_{40}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения передаточной функции второго порядка (с точки зрения математики) принимают значения:

$$\begin{cases} h_{40}(0) = K_1 + K_5; \\ h_{40}^{(1)}(0) = -4 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2; \\ h_{40}^{(2)}(0) = 16 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 8 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3; \\ h_{40}^{(3)}(0) = -64 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 48 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 24 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4; \\ h_{40}(\infty) = K_5, \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$K_5 = 1; \\ \begin{cases} K_1 + 1 = 0; \\ -4 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2 = 0; \\ 16 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 8 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3 = 0; \\ -64 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 48 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 24 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4 = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$K_1 = -1;$$

$$K_2 = -\frac{4}{T};$$

$$K_3 = -\frac{8}{T^2};$$

$$K_4 = -\frac{32}{3T^3}.$$

В результате, переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$h_{40}(t) = -e^{-4\frac{t}{T}} - 4 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - 8 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - \frac{32}{3} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + 1;$$

$$h_{40}^{(1)}(t) = \frac{128}{3T} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t}{T}}.$$

Передаточная функция системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{41}(p) = \frac{\tau p + 1}{\frac{1}{256}T^4 p^4 + \frac{1}{16}T^3 p^3 + \frac{3}{8}T^2 p^2 + T p + 1} = \frac{\tau p + 1}{\left(\frac{1}{4}T p + 1\right)^4}$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка.

Переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{41}(t) = -e^{-4\frac{t}{T}} - 4 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - 8 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - \frac{32}{3} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + 1 + \frac{128}{3} \cdot \frac{\tau}{T} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t}{T}}.$$

После преобразования переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе принимает вид:

$$h_{41}(t) = -e^{-4\frac{t}{T}} - 4 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - 8 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + \frac{32}{3} \cdot \left(4 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $\tau = \frac{1}{4}T$, то $h_{41}(t) = -e^{-4\frac{t}{T}} - 4 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - 8 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} + 1.$

Если $h_{41}(t_*) = 1$, то справедливы соотношения:

$$e^{-4\frac{t_*}{T}} + 4 \cdot \frac{t_*}{T} \cdot e^{-4\frac{t_*}{T}} + 8 \cdot \frac{t_*^2}{T^2} \cdot e^{-4\frac{t_*}{T}} = \frac{32}{3} \cdot \left(4 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_*^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t_*}{T}};$$

$$T^4 + 4T^3 \cdot t_* + 8T^2 \cdot t_*^2 = \frac{32}{3} \cdot (4\tau - T) \cdot t_*^3;$$

$$t_*^3 - \frac{3}{4} \cdot \frac{T^2}{4\tau - T} \cdot t_*^2 - \frac{3}{8} \cdot \frac{T^3}{4\tau - T} \cdot t_* - \frac{3}{32} \cdot \frac{T^4}{4\tau - T} = 0,$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{4}T$.

Первая производная переходной характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе приобретает вид:

$$h_{41}^{(1)}(t) = 128 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-4\frac{t}{T}} - \frac{128}{3T} \cdot \left(4 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-4\frac{t}{T}}.$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}} h_{41}^{(1)} = 0$, то справедливо уравнение:

$$128 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^2}{T^2} \cdot e^{-4 \cdot \frac{t_{\text{экстр}}}{T}} - \frac{128}{3T} \cdot \left(4 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^3}{T^3} \cdot e^{-4 \cdot \frac{t_{\text{экстр}}}{T}} = 0.$$

Из уравнения следует, что:

$$t_{\text{экстр}} = \frac{3T\tau}{4\tau - T},$$

где $t_{\text{экстр}}$ – время, при котором переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{4}T$.

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице.

Таблица – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{41}		
	$\tau = 0$	$\tau = \frac{1}{4}T$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,018988156	0,080301397	0,264241117
0,5	0,142876539	0,323323583	0,864664716
0,75	0,352768111	0,576809918	1,248935342
1	0,566529879	0,761896694	1,347997139
1,25	0,734974084	0,87534798	1,296469668
1,5	0,848796117	0,938031195	1,205736431
1,75	0,918234583	0,970363836	1,126751593
2	0,957619888	0,986246032	1,072124465
2,25	0,978773513	0,993767804	1,038750678
2,5	0,989663949	0,997230604	1,019930569
2,75	0,995084132	0,998789126	1,009904109
3	0,997708208	0,999477741	1,004786341
3,25	0,9989497	0,999777357	1,002260329
3,5	0,999534066	0,999906037	1,001046895
3,75	0,999788621	0,999960691	1,000476902
4	0,999906858	0,999983682	1,000214154
4,25	0,999959373	0,999993272	1,00009497
4,5	0,999982439	0,999997243	1,000041654
4,75	0,999992471	0,999998876	1,000018091
5	0,999996796	0,999999544	1,000007789

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

Проведена вторая серия численного эксперимента.

Если $\tau = \frac{1}{4}T$, то $t_* = \infty$; $t_{\text{экстр}} = \infty$; $h_{\text{макс}} = 1$.

Если $\tau = 0,3T$, то $t_* = 4,22056779T$; $t_{\text{экстр}} = 4,5T$; $h_{\text{макс}} = 1,000000204$.

Если $\tau = 0,4T$, то $t_* = 1,677968913T$; $t_{\text{экстр}} = 2T$; $h_{\text{макс}} = 1,003421719$.

Если $\tau = 0,5T$, то $t_* = 1,14785143T$; $t_{\text{экстр}} = 1,5T$; $h_{\text{макс}} = 1,027266274$.

Если $\tau = 0,6T$, то $t_* = 0,910618194T$; $t_{\text{экстр}} = 1,285714286T$; $h_{\text{макс}} = 1,072261234$.

Если $\tau = 0,7T$, то $t_* = 0,773218496T$; $t_{\text{экстр}} = 1,166666667T$; $h_{\text{макс}} = 1,139381694$.

Если $\tau = 0,8T$, то $t_* = 0,68228153T$; $t_{\text{экстр}} = 1,090909091T$; $h_{\text{макс}} = 1,19838779$.

Если $\tau = 0,9T$, то $t_* = 0,616964316T$; $t_{\text{экстр}} = 1,038461538T$; $h_{\text{макс}} = 1,271315082$.

Если $\tau = T$, то $t_* = 0,567382711T$; $t_{\text{экстр}} = T$; $h_{\text{макс}} = 1,347997139$.

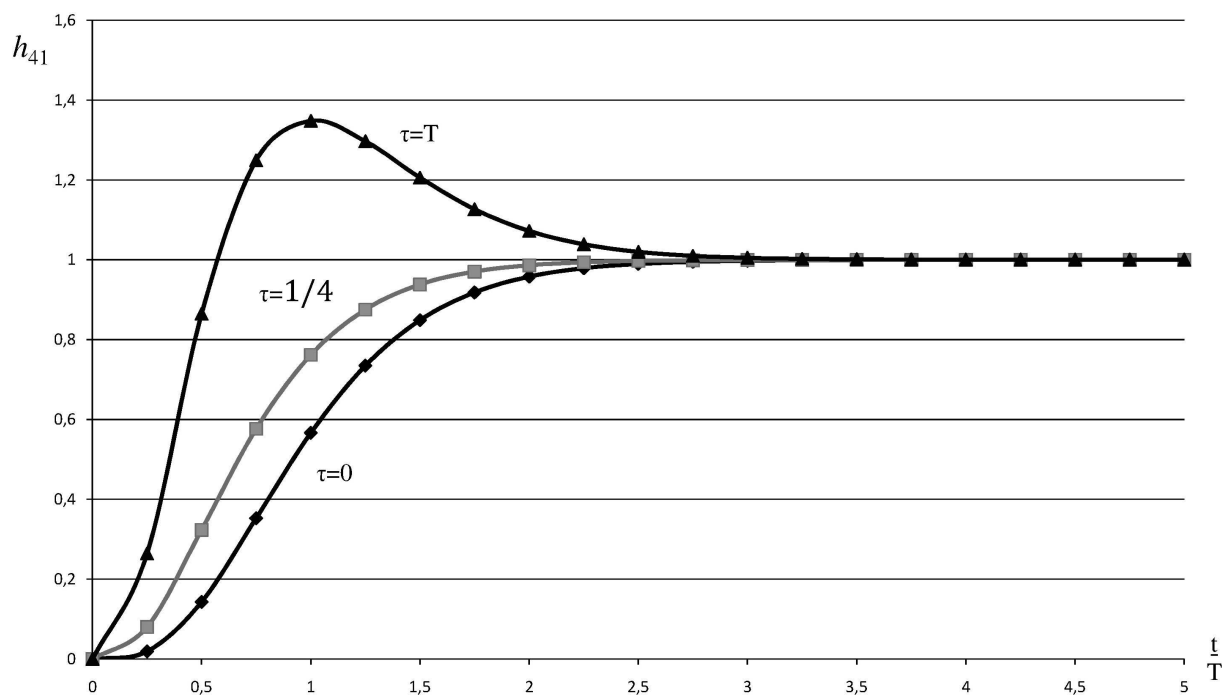


Рисунок 1 – Зависимость h_{41} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

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 $\frac{\tau}{T}$.

Вывод

Получены переходные характеристики систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени.

Произведен первый численный эксперимент, на основании которого получены зависимости переходных характеристик системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

Произведен второй численный эксперимент, на основании которого получены зависимости времени, при котором переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения, времени, за которое переходная характеристика системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения от постоянной времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка максимального значения переходной характеристики системы четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции четвертого порядка в относительных единицах.

Доказано, что при условии $\tau > \frac{1}{4}T$ переходные характеристики систем четвертого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование.

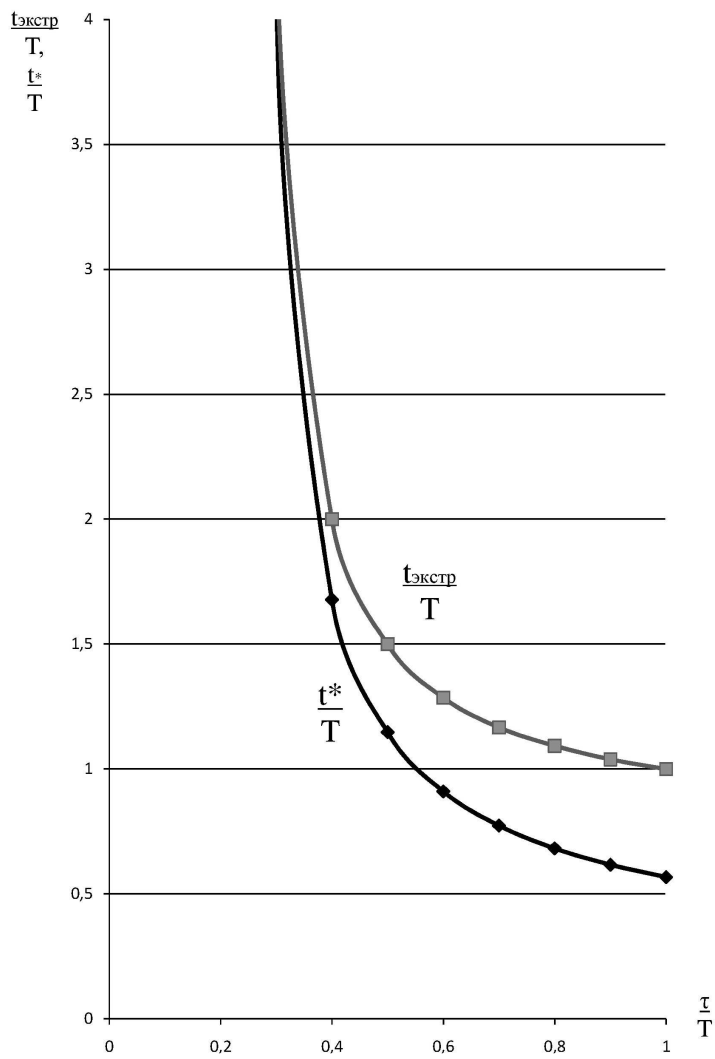


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t^*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

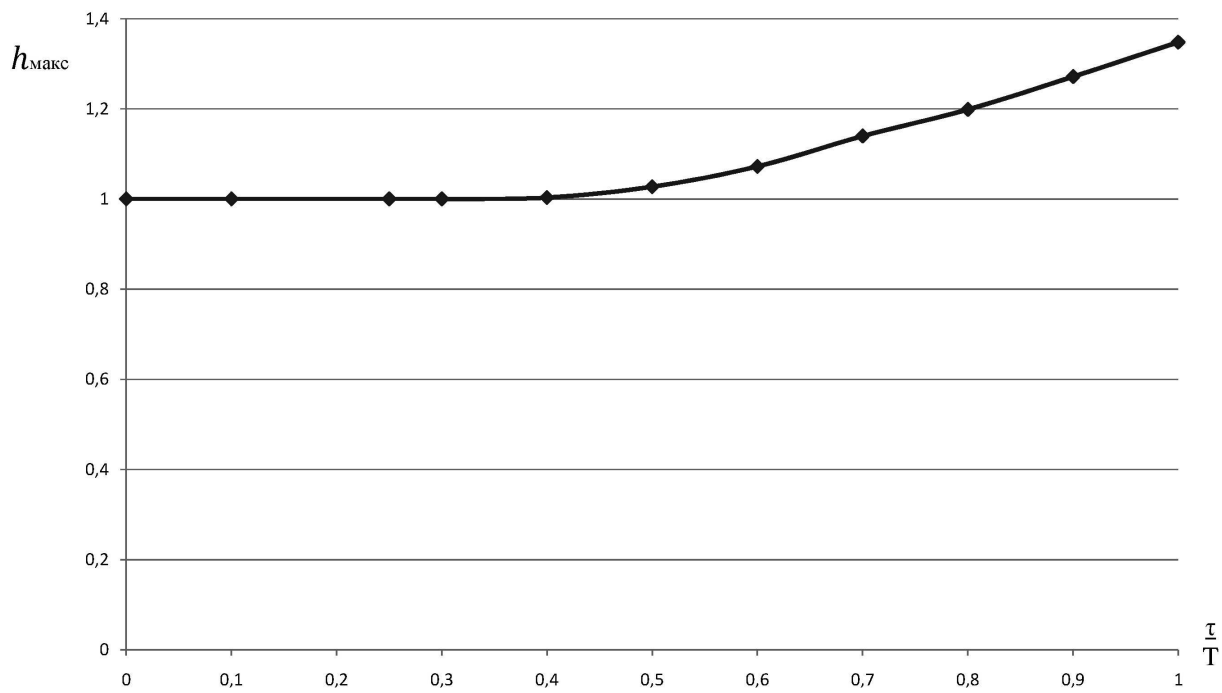


Рисунок 3 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

УДК 62

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ПЯТОГО ПОРЯДКА С КРАТНЫМИ КОРНЯМИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ

THE ANALYSIS OF TRANSITIONAL FEATURES OF THE SYSTEM OF THE FIFTH ORDER WITH MULTIPLE ROOTS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор 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

Серкин Александр Дмитриевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Найдены переходные характеристики систем пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени.

Выявлено и доказано, что переходные характеристики систем пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют пере-регулирование при условии $\tau > \frac{1}{5}T$.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы пятого порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply 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

Serkin Aleksandr Dmitrievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the fifth-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree are found.

Revealed and proved that the transient characteristics of fifth-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of the first degree have overshoot under the condition $\tau > \frac{1}{5}T$.

Keywords: transient response, characteristic equation of the fifth order system, roots of the characteristic equation.

Передаточная функция системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{50}(p) = \frac{1}{\frac{1}{3125}T^5 p^5 + \frac{1}{125}T^4 p^4 + \frac{2}{25}T^3 p^3 + \frac{2}{5}T^2 p^2 + Tp + 1} = \frac{1}{\left(\frac{1}{5}Tp + 1\right)^5},$$

где T – постоянная времени полинома знаменателя передаточной функции пятого порядка.

Корни характеристического уравнения системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения: $Tp_{1 \div 5} = -5$.

Переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{50}(t) = K_1 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + K_4 \cdot t^3 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + K_5 \cdot t^4 \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + K_6.$$

Первая производная переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{50}^{(1)}(t) = \left(-5 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2\right) \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \left(-5 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(-5 \cdot \frac{K_3}{T} + 3K_4\right) \cdot t^2 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \left(-5 \cdot \frac{K_4}{T} + 4K_5\right) \cdot t^3 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} - \\ - 5 \cdot \frac{K_5}{T} \cdot t^4 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}}.$$

Вторая производная переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{50}^{(2)}(t) = \left(25 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 10 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3\right) \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(25 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 20 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4\right) \cdot t \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(25 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 30 \cdot \frac{K_4}{T} + 12K_5\right) \cdot t^2 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(25 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 40 \cdot \frac{K_5}{T}\right) \cdot t^3 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + 25 \cdot \frac{K_5}{T^2} \cdot t^4 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}}.$$

Третья производная переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{50}^{(3)}(t) = \left(-125 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 75 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 30 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4\right) \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(-125 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 150 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 90 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5\right) \cdot t \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(-125 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 225 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 180 \cdot \frac{K_5}{T}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(-125 \cdot \frac{K_4}{T^3} + 300 \cdot \frac{K_5}{T^2}\right) \cdot t^3 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} - 125 \cdot \frac{K_5}{T^3} \cdot t^4 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}};$$

Четвертая производная переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{50}^{(4)}(t) = \left(625 \cdot \frac{K_1}{T^4} - 500 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 300 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 120 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5\right) \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(625 \cdot \frac{K_2}{T^4} - 1000 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 900 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 480 \cdot \frac{K_5}{T}\right) \cdot t \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(625 \cdot \frac{K_3}{T^4} - 1500 \cdot \frac{K_4}{T^3} + 1800 \cdot \frac{K_5}{T^2}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\ + \left(625 \cdot \frac{K_4}{T^4} - 2000 \cdot \frac{K_5}{T^3}\right) \cdot t^3 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + 625 \cdot \frac{K_5}{T^4} \cdot t^4 \cdot e^{-5 \frac{t}{T}}.$$

Так как начальные и конечные значения передаточной функции пятого порядка (с точки зрения физики) равны:

$$\begin{cases} h_{50}(0) = 0; \\ h_{50}^{(1)}(0) = 0; \\ h_{50}^{(2)}(0) = 0; \\ h_{50}^{(3)}(0) = 0; \\ h_{50}^{(4)}(0) = 0; \\ h_{50}(\infty) = 1, \end{cases}$$

а начальные и конечные значения передаточной функции пятого порядка (с точки зрения математики) равны:

$$\begin{cases} h_{50}(0) = K_1 + K_6; \\ h_{50}^{(1)}(0) = -5 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2; \\ h_{50}^{(2)}(0) = 25 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 10 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3; \\ h_{50}^{(3)}(0) = -125 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 75 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 30 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4; \\ h_{50}^{(4)}(0) = 625 \cdot \frac{K_1}{T^4} - 500 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 300 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 120 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5; \\ h_{50}(\infty) = K_6, \end{cases}$$

то справедливы следующие соотношения:

$$\begin{cases} K_6 = 1; \\ K_1 + 1 = 0; \\ -5 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2 = 0; \\ 25 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 10 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3 = 0; \\ -125 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 75 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 30 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4 = 0; \\ 625 \cdot \frac{K_1}{T^4} - 500 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 300 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 120 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5 = 0. \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$\begin{aligned} K_1 &= -1; \\ K_2 &= -\frac{5}{T}; \\ K_3 &= -\frac{25}{2T^2}; \\ K_4 &= -\frac{125}{6T^3}; \\ K_5 &= -\frac{625}{24T^4}. \end{aligned}$$

Таким образом, переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned} h_{50}(t) &= -e^{-5\frac{t}{T}} - 5 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{25}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{125}{6} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \\ &- \frac{625}{24} \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 1. \\ h_{40}^{(1)}(t) &= \frac{3125}{24T} \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t}{T}}. \end{aligned}$$

Передаточная функция системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$W_{51}(p) = \frac{\tau p + 1}{\frac{1}{3125}T^5 p^5 + \frac{1}{125}T^4 p^4 + \frac{2}{25}T^3 p^3 + \frac{2}{5}T^2 p^2 + T p + 1} = \frac{\tau p + 1}{\left(\frac{1}{5}T p + 1\right)^5},$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка.

Переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$h_{51}(t) = -e^{-5\frac{t}{T}} - 5 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{25}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{125}{6} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{625}{24} \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 1 + \frac{3125}{24} \cdot \frac{\tau}{T} \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t}{T}}.$$

После преобразования переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе принимает вид:

$$h_{51}(t) = -e^{-5\frac{t}{T}} - 5 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{25}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{125}{6} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + \frac{625}{24} \cdot \left(5 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $\tau = \frac{1}{5}T$, то:

$$h_{51}(t) = -e^{-5\frac{t}{T}} - 5 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{25}{2} \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{125}{6} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $h_{51}(t_*) = 1$, то справедливы соотношения:

$$e^{-5\frac{t_*}{T}} + 5 \cdot \frac{t_*}{T} \cdot e^{-5\frac{t_*}{T}} + \frac{25}{2} \cdot \frac{t_*^2}{T^2} \cdot e^{-5\frac{t_*}{T}} + \frac{125}{6} \cdot \frac{t_*^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t_*}{T}} = \frac{625}{24} \cdot \left(5 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_*^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t_*}{T}};$$

$$T^5 + 5T^4 \cdot t_* + \frac{25}{2} T^3 \cdot t_*^2 + \frac{125}{6} T^2 \cdot t_*^3 = \frac{625}{24} \cdot (5\tau - T) \cdot t_*^4;$$

$$t_*^4 - \frac{4}{5} \cdot \frac{T^2}{5\tau - T} \cdot t_*^3 - \frac{12}{25} \cdot \frac{T^3}{5\tau - T} \cdot t_*^2 - \frac{24}{125} \cdot \frac{T^4}{5\tau - T} \cdot t_* - \frac{24}{625} \cdot \frac{T^5}{5\tau - T} = 0,$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{5}T$.

Первая производная переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе получает вид:

$$h_{51}^{(1)}(t) = \frac{3125}{6} \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t}{T}} - \frac{3125}{24T} \cdot \left(5 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t}{T}}.$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}} h_{51}^{(1)} = 0$, то справедливо уравнение:

$$\frac{3125}{6} \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^3}{T^3} \cdot e^{-5\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} - \frac{3125}{24T} \cdot \left(5 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^4}{T^4} \cdot e^{-5\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} = 0.$$

Из уравнения следует, что:

$$t_{\text{экстр}} = \frac{4T\tau}{5\tau - T},$$

где $t_{\text{экстр}}$ – время, при котором переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{5}T$.

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице.

Таблица – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{51}		
	$\tau = 0$	$\tau = \frac{1}{5}T$	$\tau = T$
0	0	0	0
0,25	0,009124282	0,038269057	0,154848157
0,5	0,108821987	0,242423872	0,776831411
0,75	0,322452388	0,516232636	1,291353626
1	0,559506715	0,734974084	1,436843564
1,25	0,747014676	0,869749645	1,360689519
1,5	0,867938143	0,94085454	1,232520126
1,75	0,935993153	0,974696119	1,129507986
2	0,970747311	0,989663949	1,065330499
2,25	0,987249526	0,995930849	1,030656143
2,5	0,994654494	0,998445442	1,013609233
2,75	0,997830522	0,999420717	1,004872339
3	0,999143358	0,999788621	1,002369672
3,25	0,999669603	0,999924237	1,000942775
3,5	0,999875134	0,999973261	1,000365769
3,75	0,999953641	0,999990689	1,000138884
4	0,999983055	0,999996796	1,00005176
4,25	0,999993891	0,999998909	1,000018978
4,5	0,999997825	0,999999632	1,000006859
4,75	0,999999234	0,999999876	1,000002447
5	0,999999733	0,999999959	1,0000010863

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

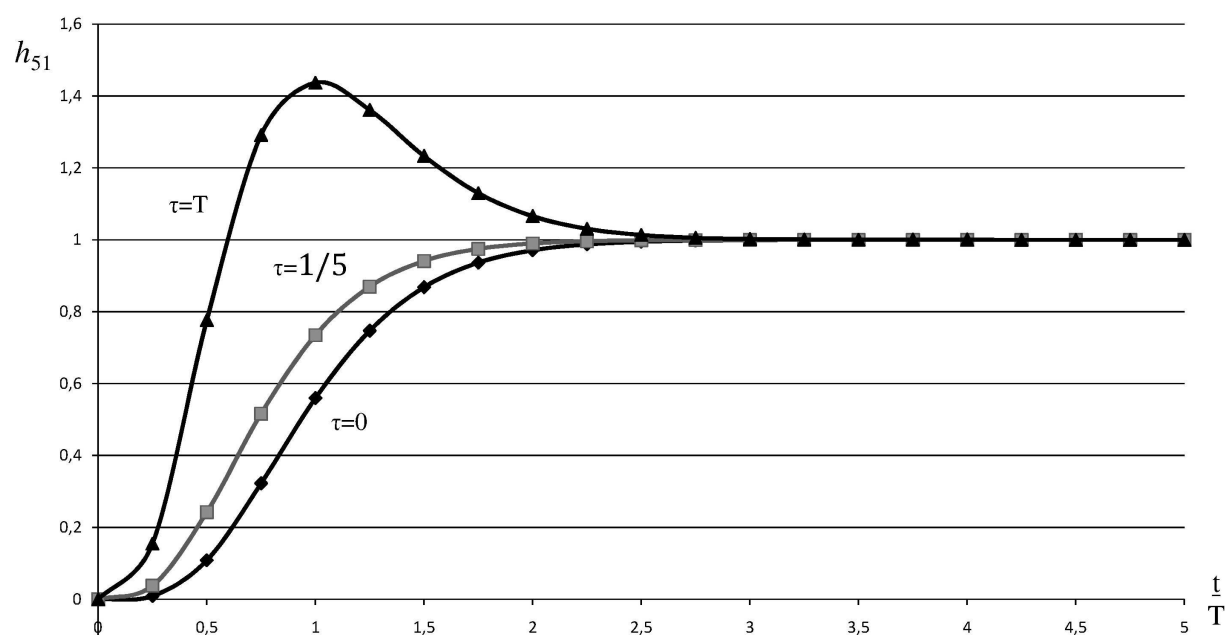


Рисунок 1 – Зависимость h_{51} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

Если $\tau = \frac{1}{5}T$, то $t_* = \infty$; $t_{\text{экстр}} = \infty$; $h_{\text{макс}} = 1$.

Если $\tau = 0,3T$, то $t_* = 2,140219185T$; $t_{\text{экстр}} = 2,4T$; $h_{\text{макс}} = 1,000362509$.

Если $\tau = 0,4T$, то $t_* = 1,300212547T$; $t_{\text{экстр}} = 1,6T$; $h_{\text{макс}} = 1,014872177$.

Если $\tau = 0,5T$, то $t_* = 1,004204024T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{4}{3}T$; $h_{\text{макс}} = 1,05623156$.

Если $\tau = 0,6T$, то $t_* = 0,848002305T$; $t_{\text{экстр}} = 1,2T$; $h_{\text{макс}} = 1,11650352$.

Если $\tau = 0,7T$, то $t_* = 0,749428832T$; $t_{\text{экстр}} = 1,12T$; $h_{\text{макс}} = 1,188196611$.

Если $\tau = 0,8T$, то $t_* = 0,680557777T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{16}{15}T$; $h_{\text{макс}} = 1,266967753$.

Если $\tau = 0,9T$, то $t_* = 0,629173831$; $t_{\text{экстр}} = \frac{36}{35}T$; $h_{\text{макс}} = 1,353404673$.

Если $\tau = T$, то $t_* = 0,589037232T$; $t_{\text{экстр}} = T$; $h_{\text{макс}} = 1,436843564$.

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 $\frac{\tau}{T}$.

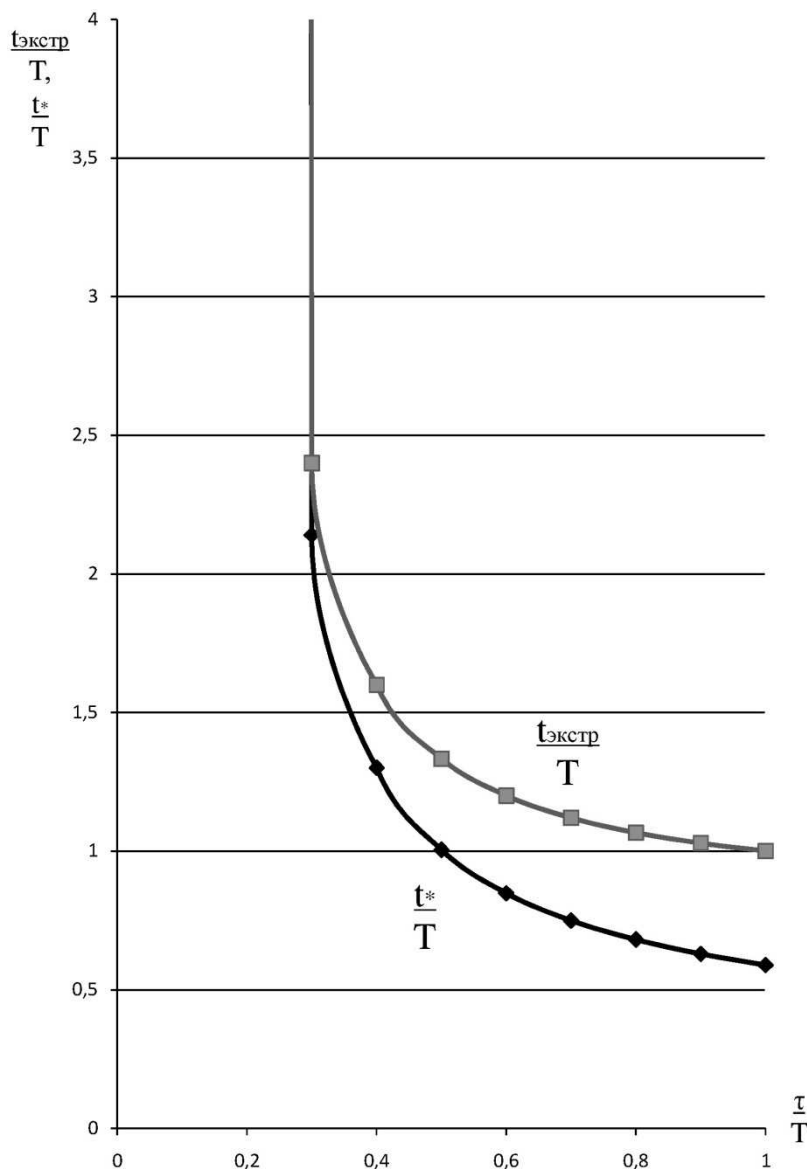


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

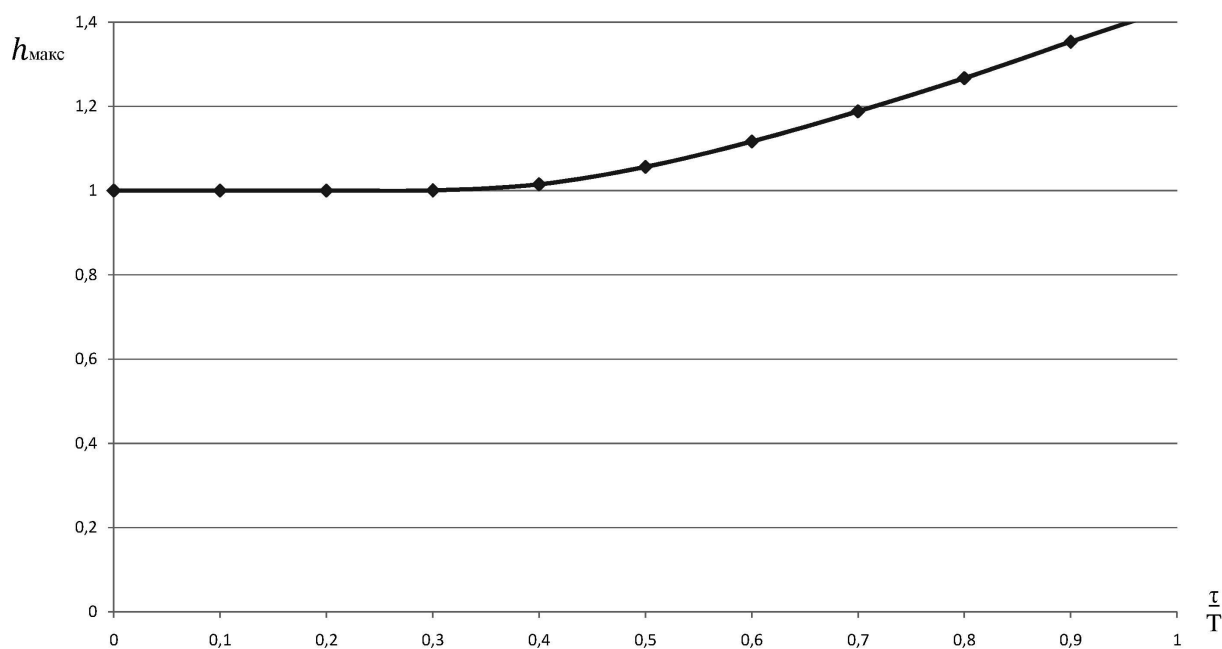


Рисунок 3 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Вывод

Получены переходные характеристики систем пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени.

Проведен первый численный эксперимент, на основании которого получены зависимости переходных характеристик системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

Проведен второй численный эксперимент, на основании которого получены зависимости времени, при котором переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения, времени, за которое переходная характеристика системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения от постоянной времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка максимального значения переходной характеристики системы пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка в относительных единицах.

Установлено, что при условии $\tau > \frac{1}{5}T$ переходные характеристики систем пятого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование.

УДК 62

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ШЕСТОГО ПОРЯДКА С КРАТНЫМИ КОРНЯМИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ

THE ANALYSIS OF TRANSITIONAL FEATURES OF THE SYSTEM OF THE SIXTH ORDER WITH MULTIPLE ROOTS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор 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

Серкин Александр Дмитриевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Найдены переходные характеристики систем шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени.

Подтверждено, что переходные характеристики систем шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование при условии $\tau > \frac{1}{6}T$.

Ключевые слова: переходная характеристика, характеристическое уравнение системы шестого порядка, корни характеристического уравнения.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply 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

Serkin Aleksandr Dmitrievich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The transient characteristics of the sixth-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of zero degree and with a polynomial of the first degree are found.

It is confirmed that the transient characteristics of sixth-order systems with multiple roots of the characteristic equation with a polynomial of the first degree have overshoot under the condition $\tau > \frac{1}{6}T$.

Keywords: transient response, characteristic equation of the sixth order system, roots of the characteristic equation.

Передаточная функция системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{60}(p) = \frac{1}{\frac{1}{46656}T^6p^6 + \frac{1}{1296}T^5p^5 + \frac{5}{432}T^4p^4 + \frac{5}{54}T^3p^3 + \frac{5}{12}T^2p^2 + Tp + 1} =$$

$$= \frac{1}{\left(\frac{1}{6}Tp + 1\right)^6},$$

где T – постоянная времени полинома знаменателя передаточной функции шестого порядка.

Корни характеристического уравнения системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения: $Tp_{1 \div 6} = -6$.

Переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения имеет вид:

$$h_{60}(t) = K_1 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + K_3 \cdot t^2 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + K_4 \cdot t^3 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} +$$

$$+ K_5 \cdot t^4 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + K_6 \cdot t^5 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + K_7.$$

Первая производная переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения:

$$h_{60}^{(1)}(t) = \left(-6 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2\right) \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \left(-6 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3\right) \cdot t \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(-6 \cdot \frac{K_3}{T} + 3K_4\right) \cdot t^2 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \left(-6 \cdot \frac{K_4}{T} + 4K_5\right) \cdot t^3 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(-6 \cdot \frac{K_5}{T} + 5K_6\right) \cdot t^4 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{K_6}{T} \cdot t^5 \cdot e^{-6\frac{t}{T}}.$$

Вторая производная переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения:

$$h_{60}^{(2)}(t) = \left(36 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 12 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3\right) \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(36 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 24 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4\right) \cdot t \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(36 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 36 \cdot \frac{K_4}{T} + 12K_5\right) \cdot t^2 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(36 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 48 \cdot \frac{K_5}{T} + 20K_6\right) \cdot t^3 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(36 \cdot \frac{K_5}{T^2} - 60 \cdot \frac{K_6}{T}\right) \cdot t^4 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + 36 \cdot \frac{K_6}{T^2} \cdot t^5 \cdot e^{-6\frac{t}{T}}.$$

Третья производная переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения:

$$h_{60}^{(3)}(t) = \left(-216 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 108 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 36 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4\right) \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(-216 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 216 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 108 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5\right) \cdot t \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(-216 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 324 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 216 \cdot \frac{K_5}{T} + 60K_6\right) \cdot t^2 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(-216 \cdot \frac{K_4}{T^3} + 432 \cdot \frac{K_5}{T^2} - 360 \cdot \frac{K_6}{T}\right) \cdot t^3 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(-216 \cdot \frac{K_5}{T^3} + 540 \cdot \frac{K_6}{T^2}\right) \cdot t^4 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} - 216 \cdot \frac{K_6}{T^3} \cdot t^5 \cdot e^{-6\frac{t}{T}}.$$

Четвертая производная переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения:

$$h_{60}^{(4)}(t) = \left(1296 \cdot \frac{K_1}{T^4} - 864 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 432 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 144 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5\right) \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(1296 \cdot \frac{K_2}{T^4} - 1728 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 1296 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 576 \cdot \frac{K_5}{T} + 120K_6\right) \cdot t \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(1296 \cdot \frac{K_3}{T^4} - 2592 \cdot \frac{K_4}{T^3} + 2592 \cdot \frac{K_5}{T^2} - 1440 \cdot \frac{K_6}{T}\right) \cdot t^2 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(1296 \cdot \frac{K_4}{T^4} - 3456 \cdot \frac{K_5}{T^3} + 4320 \cdot \frac{K_6}{T^2}\right) \cdot t^3 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + \\ + \left(1296 \cdot \frac{K_5}{T^4} - 4320 \cdot \frac{K_6}{T^3}\right) \cdot t^4 \cdot e^{-6\frac{t}{T}} + 1296 \cdot \frac{K_6}{T^4} \cdot t^5 \cdot e^{-6\frac{t}{T}}.$$

Пятая производная переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения:

$$\begin{aligned}
 h_{60}^{(5)}(t) = & \left(-7776 \cdot \frac{K_1}{T^5} + 6480 \cdot \frac{K_2}{T^4} - 4320 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 2160 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 720 \cdot \frac{K_5}{T} + 120K_6 \right) \cdot e^{-5 \frac{t}{T}} + \\
 & + \left(-7776 \cdot \frac{K_2}{T^5} + 12960 \cdot \frac{K_3}{T^4} - 12960 \cdot \frac{K_4}{T^3} + 8640 \cdot \frac{K_5}{T^2} - 3600 \cdot \frac{K_6}{T} \right) \cdot t \cdot e^{-6 \frac{t}{T}} + \\
 & + \left(-7776 \cdot \frac{K_3}{T^5} + 19440 \cdot \frac{K_4}{T^4} - 25920 \cdot \frac{K_5}{T^3} + 21600 \cdot \frac{K_6}{T^2} \right) \cdot t^2 \cdot e^{-6 \frac{t}{T}} + \\
 & + \left(-7776 \cdot \frac{K_4}{T^5} + 25920 \cdot \frac{K_5}{T^4} - 43200 \cdot \frac{K_6}{T^3} \right) \cdot t^3 \cdot e^{-6 \frac{t}{T}} + \\
 & + \left(-7776 \cdot \frac{K_5}{T^5} + 32400 \cdot \frac{K_6}{T^4} \right) \cdot t^4 \cdot e^{-6 \frac{t}{T}} - 7776 \cdot \frac{K_6}{T^5} \cdot t^5 \cdot e^{-6 \frac{t}{T}}.
 \end{aligned}$$

Так как начальные и конечные значения передаточной функции шестого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$\begin{cases}
 h_{60}(0) = 0; \\
 h_{60}^{(1)}(0) = 0; \\
 h_{60}^{(2)}(0) = 0; \\
 h_{60}^{(3)}(0) = 0; \\
 h_{60}^{(4)}(0) = 0; \\
 h_{60}^{(5)}(0) = 0; \\
 h_{60}(\infty) = 1,
 \end{cases}$$

а начальные и конечные значения передаточной функции шестого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$\begin{cases}
 h_{60}(0) = 0; \\
 h_{60}^{(1)}(0) = -6 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2; \\
 h_{60}^{(2)}(0) = 36 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 12 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3; \\
 h_{60}^{(3)}(0) = -216 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 108 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 36 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4; \\
 h_{60}^{(4)}(0) = 1296 \cdot \frac{K_1}{T^4} - 864 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 432 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 144 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5; \\
 h_{60}^{(5)}(0) = -7776 \cdot \frac{K_1}{T^5} + 6480 \cdot \frac{K_2}{T^4} - 4320 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 2160 \cdot \frac{K_4}{T^2} - \\
 \quad - 720 \cdot \frac{K_5}{T} + 120K_6; \\
 h_{60}(\infty) = K_7,
 \end{cases}$$

то справедливы соотношения:

$$\begin{cases}
 K_7 = 1; \\
 K_1 + 1 = 0; \\
 -6 \cdot \frac{K_1}{T} + K_2 = 0; \\
 36 \cdot \frac{K_1}{T^2} - 12 \cdot \frac{K_2}{T} + 2K_3 = 0; \\
 -216 \cdot \frac{K_1}{T^3} + 108 \cdot \frac{K_2}{T^2} - 36 \cdot \frac{K_3}{T} + 6K_4 = 0; \\
 1296 \cdot \frac{K_1}{T^4} - 864 \cdot \frac{K_2}{T^3} + 432 \cdot \frac{K_3}{T^2} - 144 \cdot \frac{K_4}{T} + 24K_5 = 0; \\
 -7776 \cdot \frac{K_1}{T^5} + 6480 \cdot \frac{K_2}{T^4} - 4320 \cdot \frac{K_3}{T^3} + 2160 \cdot \frac{K_4}{T^2} - 720 \cdot \frac{K_5}{T} + 120K_6 = 0.
 \end{cases}$$

Остальные коэффициенты переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения принимают значения:

$$\begin{aligned} K_1 &= -1; \\ K_2 &= -\frac{6}{T}; \\ K_3 &= -\frac{18}{T^2}; \\ K_4 &= -\frac{36}{T^3}; \\ K_5 &= -\frac{54}{T^4}; \\ K_6 &= -\frac{324}{T^5}. \end{aligned}$$

Таким образом, переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned} h_{60}(t) &= -e^{-\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 18 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 36 \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - \\ &- 54 \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 324 \cdot \frac{t^5}{T^5} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + 1. \\ h_{40}^{(1)}(t) &= \frac{1944}{5T} \cdot \frac{t^5}{T^5} \cdot e^{-\frac{t}{T}}. \end{aligned}$$

Передачная функция системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$\begin{aligned} W_{61}(p) &= \frac{\tau p + 1}{\frac{1}{46656} T^6 p^6 + \frac{1}{1296} T^5 p^5 + \frac{5}{432} T^4 p^4 + \frac{5}{54} T^3 p^3 + \frac{5}{12} T^2 p^2 + T p + 1} = \\ &= \frac{\tau p + 1}{\left(\frac{1}{6} T p + 1\right)^6}. \end{aligned}$$

где τ – постоянная времени полинома числителя передаточной функции шестого порядка.

Переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе имеет вид:

$$\begin{aligned} h_{61}(t) &= -e^{-\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 18 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 36 \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - \\ &- 54 \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - \frac{324}{5} \cdot \frac{t^5}{T^5} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + 1 + \frac{1944}{5} \cdot \frac{\tau}{T} \cdot \frac{t^5}{T^5} \cdot e^{-\frac{t}{T}}. \end{aligned}$$

В результате преобразования переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе принимает вид:

$$\begin{aligned} h_{61}(t) &= -e^{-\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 18 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 36 \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - \\ &- 54 \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + \frac{324}{5} \cdot \left(6 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^5}{T^5} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + 1. \end{aligned}$$

Если $\tau = \frac{1}{6} T$, то:

$$h_{61}(t) = -e^{-\frac{t}{T}} - 6 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 18 \cdot \frac{t^2}{T^2} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 36 \cdot \frac{t^3}{T^3} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - 54 \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-\frac{t}{T}} + 1.$$

Если $h_{61}(t_*) = 1$, то справедливы соотношения:

$$e^{-6\frac{t_*}{T}} + 6 \cdot \frac{t_*}{T} \cdot e^{-6\frac{t_*}{T}} + 18 \cdot \frac{t_*^2}{T^2} \cdot e^{-6\frac{t_*}{T}} + 36 \cdot \frac{t_*^3}{T^3} \cdot e^{-6\frac{t_*}{T}} + 54 \cdot \frac{t_*^4}{T^4} \cdot e^{-6\frac{t_*}{T}} =$$

$$= \frac{324}{5} \cdot \left(6 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_*^5}{T^5} \cdot e^{-6\frac{t_*}{T}};$$

$$T^6 + 6T^5 \cdot t_* + 18T^4 \cdot t_*^2 + 36T^3 \cdot t_*^3 + 54T^2 \cdot t_*^4 = \frac{324}{5} \cdot (6\tau - T) \cdot t_*^5;$$

$$t_*^5 - \frac{5}{6} \cdot \frac{T^2}{6\tau - T} \cdot t_*^4 - \frac{5}{9} \cdot \frac{T^3}{6\tau - T} \cdot t_*^3 - \frac{5}{18} \cdot \frac{T^4}{6\tau - T} \cdot t_*^2 - \frac{5}{54} \cdot \frac{T^5}{6\tau - T} \cdot t_* - \frac{5}{324} \cdot \frac{T^6}{6\tau - T} = 0,$$

где t_* – время, за которое переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения.

При этом необходимо, чтобы выполнялось условие $\tau > \frac{1}{6}T$.

Первая производная переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе получает вид:

$$h_{61}^{(1)}(t) = 1944 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t^4}{T^4} \cdot e^{-6\frac{t}{T}} - \frac{1944}{5T} \cdot \left(6 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t^5}{T^5} \cdot e^{-6\frac{t}{T}}.$$

Так как при $t = t_{\text{экстр}} h_{61}^{(1)} = 0$, то справедливо уравнение:

$$1944 \cdot \frac{\tau}{T^2} \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^4}{T^4} \cdot e^{-6\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} - \frac{1944}{5T} \cdot \left(6 \cdot \frac{\tau}{T} - 1\right) \cdot \frac{t_{\text{экстр}}^5}{T^5} \cdot e^{-6\frac{t_{\text{экстр}}}{T}} = 0.$$

Из уравнения следует, что:

$$t_{\text{экстр}} = \frac{5T\tau}{6\tau - T},$$

где $t_{\text{экстр}}$ – время, при котором переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения.

При этом должно выполняться условие $\tau > \frac{1}{6}T$.

Проведена первая серия численного эксперимента, результаты которой представлены в таблице.

Таблица – Результаты первой серии численного эксперимента

$\frac{t}{T}$	h_{61}		
	$\tau = 0$	$\tau = \frac{1}{6}T$	$\tau = T$
1	2	3	4
0	0	0	0
0,25	0,004455981	0,018575936	0,089175713
0,5	0,083917942	0,184736755	0,688830822
0,75	0,297069565	0,467896423	1,322030716
1	0,554320358	0,714943499	1,518059205
1,25	0,758563549	0,867938143	1,414811117
1,5	0,884309479	0,945036358	1,248670755
1,75	0,949619548	0,978906434	1,125340862
2	0,97965897	0,992399609	1,056102803
2,25	0,992272804	0,997395659	1,023009936

Продолжение таблицы

1	2	3	4
2,5	0,99720757	0,999143358	1,008822299
2,75	0,999031982	0,999727614	1,003205774
3	0,999676006	0,999915823	1,001283263
3,25	0,999894766	0,999974611	1,000373838
3,5	0,999966694	0,999992501	1,000121534
3,75	0,999989695	0,999997825	1,000038477
4	0,999996874	0,999999379	1,000011904
4,25	0,999999068	0,999999825	1,00000361
4,5	0,999999726	0,999999951	1,000001075
4,75	0,999999921	0,999999986	1,000000315
5	0,999999977	0,999999996	1,000000091

По результатам первой серии численного эксперимента на рисунке 1 представлены зависимости переходных характеристик системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

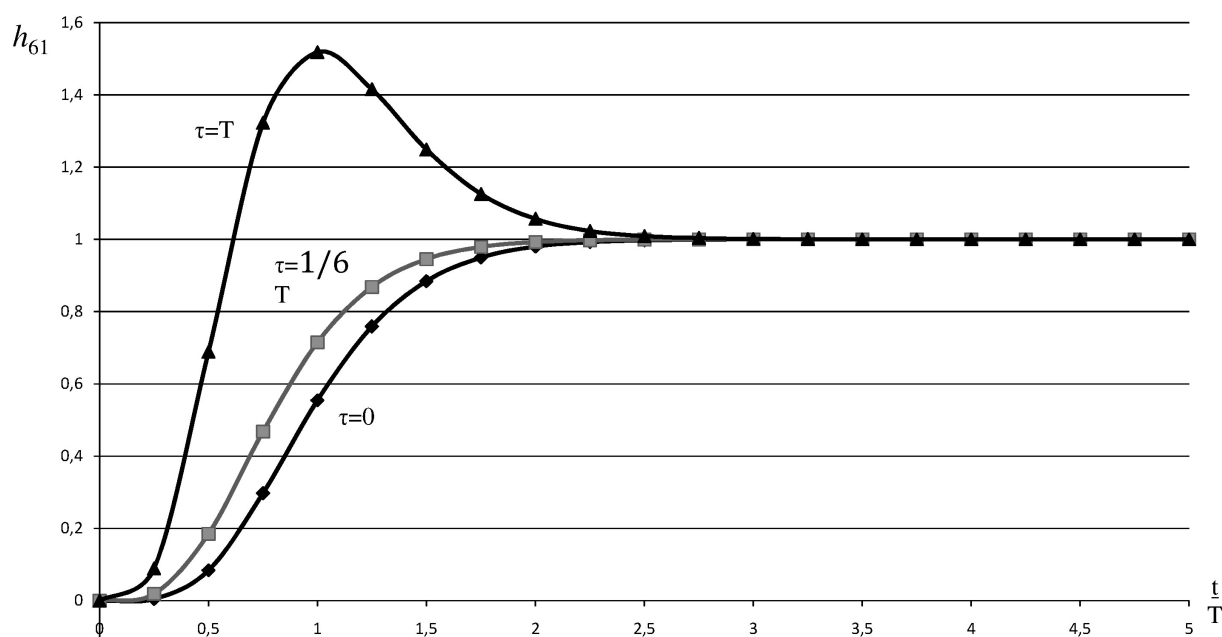


Рисунок 1 – Зависимость h_{61} от $\frac{t}{T}$ при различных τ

Проведена вторая серия численного эксперимента.

Если $\tau = \frac{1}{6}T$, то $t_* = \infty$; $t_{\text{экстр}} = \infty$; $h_{\text{макс}} = 1$.

Если $\tau = 0,2T$, то $t_* = 4,808695579T$; $t_{\text{экстр}} = 5T$; $h_{\text{макс}} = 1,000000000000009$.

Если $\tau = 0,3T$, то $t_* = 1,6285463T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{15}{8}T$; $h_{\text{макс}} = 1,002875908$.

Если $\tau = 0,4T$, то $t_* = 1,14419327T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{10}{7}T$; $h_{\text{макс}} = 1,030993898$.

Если $\tau = 0,5T$, то $t_* = 0,93732031T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{5}{4}T$; $h_{\text{макс}} = 1,08668733$.

Если $\tau = 0,6T$, то $t_* = 0,818854294T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{15}{13}T$; $h_{\text{макс}} = 1,159213627$.

Если $\tau = 0,7T$, то $t_* = 0,740487564T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{35}{32}T$; $h_{\text{макс}} = 1,241647217$.

Если $\tau = 0,8T$, то $t_* = 0,683989947T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{20}{19}T$; $h_{\text{макс}} = 1,330206053$.

Если $\tau = 0,9T$, то $t_* = 0,640867128T$; $t_{\text{экстр}} = \frac{45}{44}T$; $h_{\text{макс}} = 1,42276389$.

Если $\tau = T$, то $t_* = 0,606591188T$; $t_{\text{экстр}} = T$; $h_{\text{макс}} = 1,518059205$.

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 $\frac{\tau}{T}$.

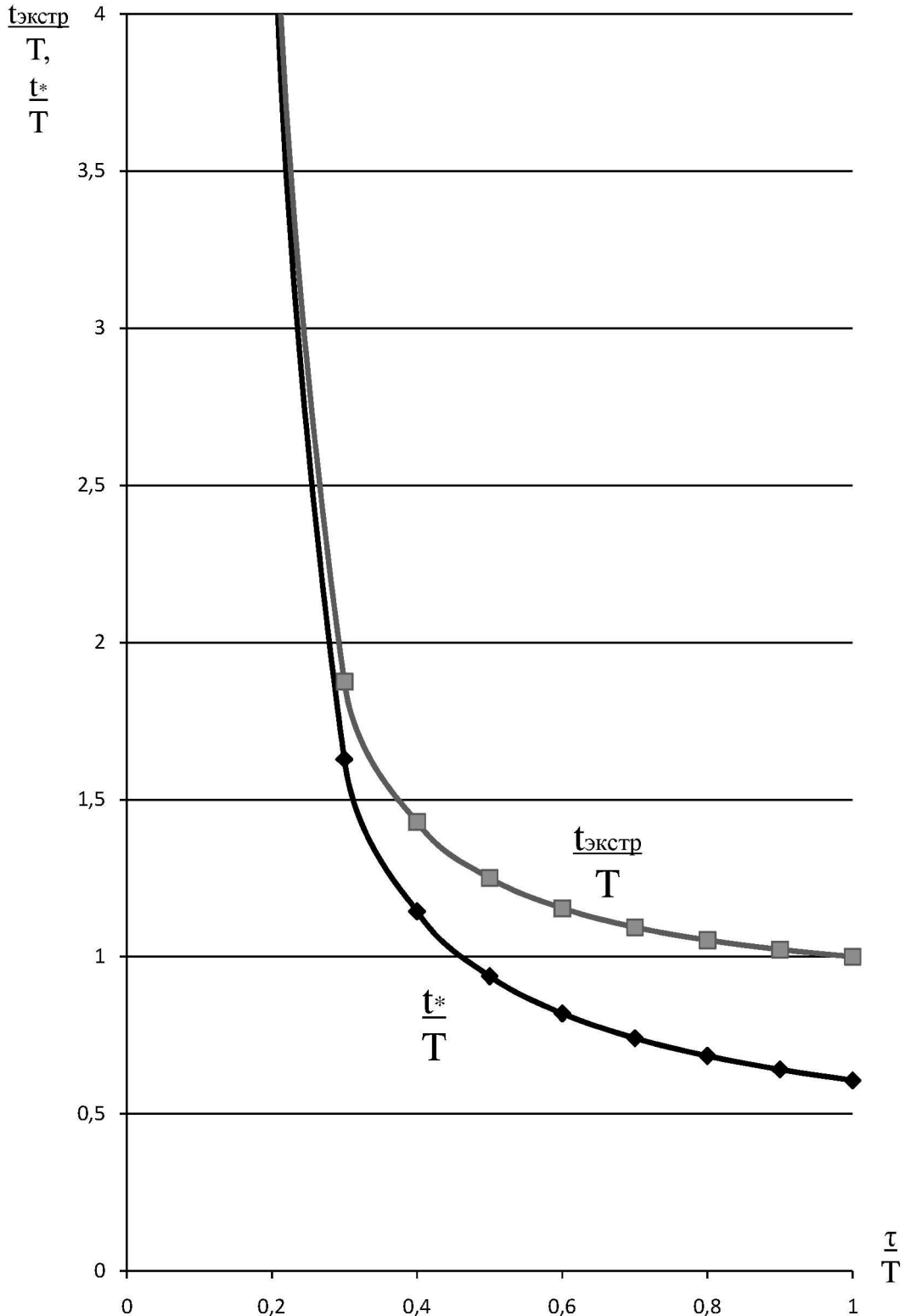


Рисунок 2 – Зависимости $\frac{t_{\text{экстр}}}{T}$ и $\frac{t_*}{T}$ от $\frac{\tau}{T}$

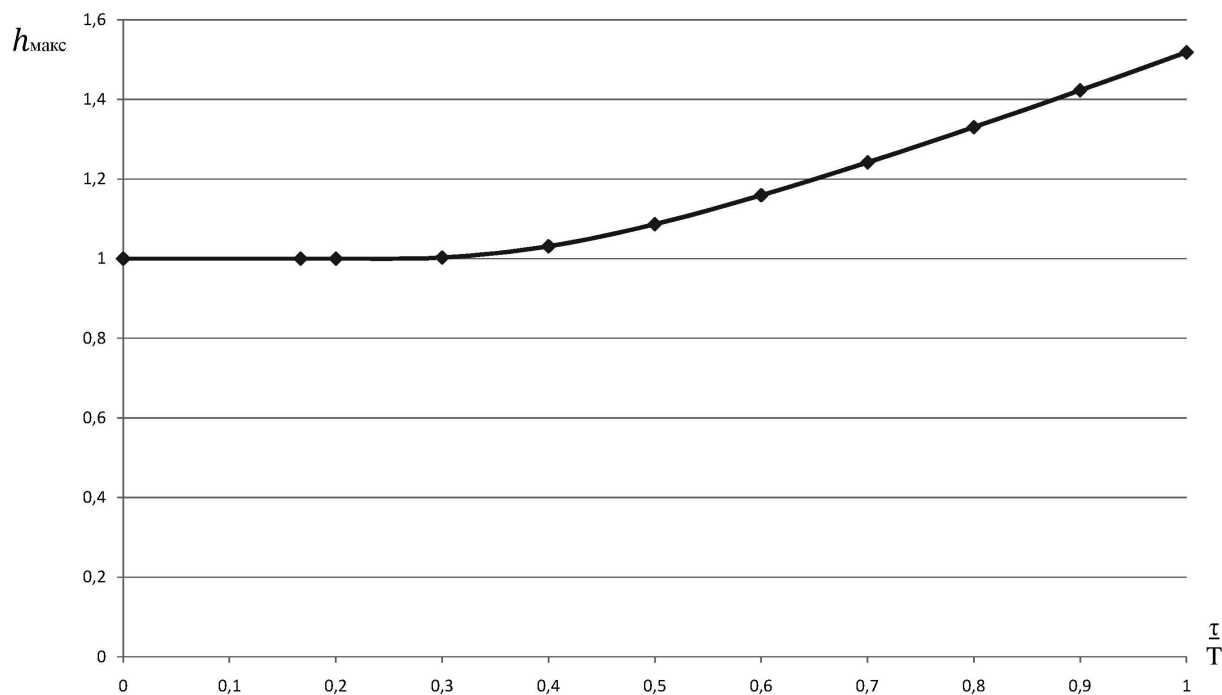


Рисунок 3 – Зависимость $h_{\text{макс}}$ от $\frac{\tau}{T}$

Вывод

Получены переходные характеристики систем шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени.

В результате проведения первого численного эксперимента получены зависимости переходных характеристик системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе при различных значениях τ .

В результате проведения второго численного эксперимента получены зависимости времени, при котором переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает максимального значения, времени, за которое переходная характеристика системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе достигает единичного значения от постоянной времени полинома числителя передаточной функции пятого порядка и максимального значения переходной характеристики системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени от постоянной времени полинома числителя передаточной функции шестого порядка в относительных единицах.

Приведены доказательства того, что при условии $\tau > \frac{1}{6}T$ переходные характеристики систем шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения с полиномом первой степени имеют перерегулирование.

УДК 62.83.52:62.503.56

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТЕЙ СУЩЕСТВОВАНИЯ ДЕВЯТИ ВИДОВ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДВУХМАССОВОЙ УПРУГОЙ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

DETERMINATION OF THE AREAS FOR THE EXISTENCE OF THE NINE TYPES OF TRANSITION CHARACTERISTICS OF A TWO MASS ELASTROUS ELECTROMECHANICAL SYSTEM

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Ульрих Ренат Викторович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Построены области существования для девяти видов переходных характеристик двухмассовой упругой электромеханической энергии.

Показано, что апериодические переходные характеристики возможны если значение момента инерции исполнительного органа механизма равен или больше четырех значений момента инерции исполнительного органа электродвигателя.

Ключевые слова: двухмассовая упругая электромеханическая система, области существования видов переходных характеристик.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university

Ulrikh Renat Viktorovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The areas of existence for nine types of transition characteristics of two-mass elastic electromechanical energy are constructed.

It is shown that aperiodic transient characteristics are possible if the value of the moment of inertia of the actuator of the mechanism is equal to or greater than four values of the moment of inertia of the actuator of the electric motor.

Keywords: two-mass elastic electromechanical system, areas of existence of types of transient characteristics.

В статье [1] показано, что для двухмассовой упругой электромеханической системы возможны девять видов переходных характеристик.

В статье [2] разработаны алгоритмы для определения областей с разными раскладами корней характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы.

В данной работе предлагается по полученным в работе алгоритмам [2] провести численный эксперимент по определению областей девяти видов переходных характеристик двухмассовой упругой электромеханической системы

Для этого необходимо построить зависимости индуктивности якорной цепи электродвигателя $L_{\text{я}}$ от жесткости валопровода $C_{\text{в}}$ для трех значений момента инерции исполнительного органа механизма J_2 . При этом момент инерции исполнительного органа электродвигателя J_1 имеет постоянное значение.

В работе исследуется электропривод, имеющий следующие значения параметров:

– коэффициент пропорциональности между угловой скоростью исполнительного органа электродвигателя и его ЭДС $C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$;

– коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом $C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}$;

– сопротивление якорной цепи электродвигателя $R_{\text{я}} = 5 \text{ Ом}$;

– момент инерции исполнительного органа электродвигателя $J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$.

В таблице 1 приведены результаты численного эксперимента для двухмассовой упругой электромеханической системы с моментом инерции исполнительного органа механизма $J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ (зависимость, соответствующая переходной характеристике седьмого вида).

Таблица 1

T_1, c	$L_{я}, ГН$	$C_{y}, \frac{Н \cdot м}{рад}$	T, c	ξ
0,04	0,1	0		
0,0425	0,103033549	0,446929367	0,051053073	0,734529731
0,045	0,105909934	0,826502496	0,159097639	0,219990693
0,05	0,111359635	1,454972317	0,11066149	0,271097018
0,06	0,122548095	2,541843446	0,073190983	0,273257704
0,07	0,13899919	4,198345869	0,0519875	0,192353931
0,08	0,2	∞		

Точка, соответствующая переходной характеристике девятого вида, имеет параметры $L_{я} = 0,2 ГН$; $C_{y} = 1,953125 \frac{Н \cdot м}{рад}$; $T = 0,08 c$; $\xi = 0,5$.

На рисунке 1 представлены:

- область, соответствующая переходной характеристике шестого вида;
- область, соответствующая переходной характеристике восьмого вида;
- зависимость, соответствующая переходной характеристике седьмого вида;
- точка, соответствующая переходной характеристике девятого вида.

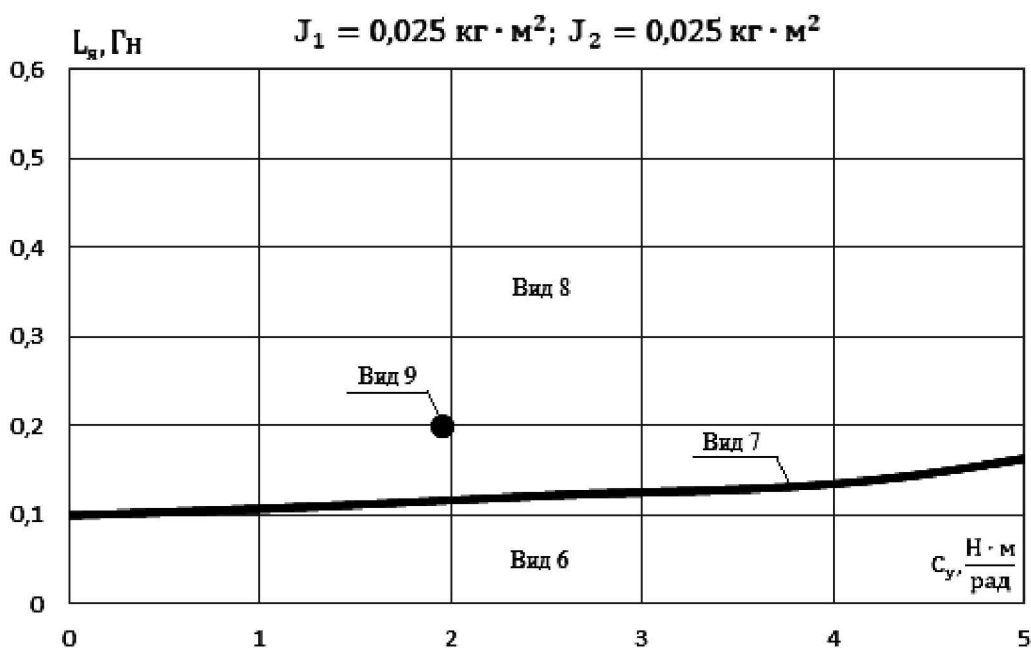


Рисунок 1

В таблице 2 приведены результаты численного эксперимента для двухмассовой упругой электромеханической системы с моментом инерции исполнительного органа механизма $J_2 = 0,1 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ (зависимость, соответствующая переходной характеристике седьмого вида).

Таблица 2

T_1, c	$L_{я}, ГН$	$C_{y}, \frac{Н \cdot м}{рад}$	T, c	ξ
1	2	3	4	5
0,04	0,1	∞		
0,0425	0,105731476	0,766733967	0,330086127	0,469574415
0,05	0,110496824	1,23760431	0,239041868	0,627505137

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
0,06	0,117522729	1,71837409	0,17434553	0,803003094
0,08	0,12404082	1,978103874	0,125206737	0,958414882
0,1	0,125	2	0,1	1
0,12	0,126061231	2,01318017	0,083411935	0,959095362
0,14	0,134219701	2,096990262	0,072283951	0,830059774
0,16	0,16	2,34375	0,065319729	0,612372412
0,18	0,225	3,086419753	0,06	0,333
0,19	0,2917023	4,2757883	0,054988037	0,181857738
0,2	0,5	∞		

Точка, соответствующая переходной характеристике пятого вида, имеет параметры $L_{я} = 0,125$ Гн; $C_{y} = 2 \frac{Н \cdot м}{рад}$; $T = 0,1$ с.

На рисунке 2 представлены:

- область, соответствующая переходной характеристике шестого вида;
- область, соответствующая переходной характеристике восьмого вида;
- зависимость, соответствующая переходной характеристике седьмого вида;
- точка, соответствующая переходной характеристике пятого вида.

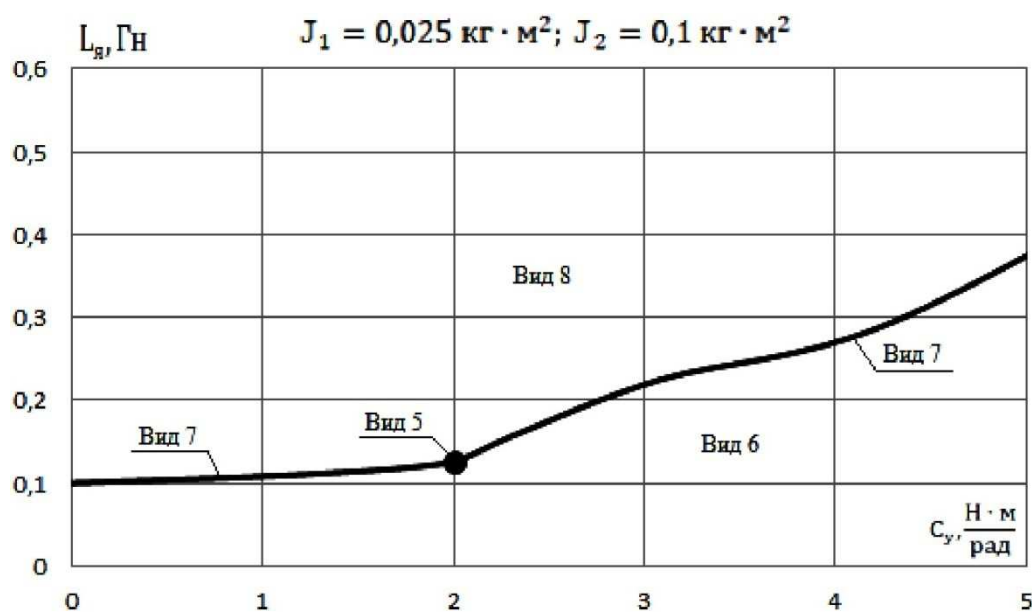


Рисунок 2

В таблице 3 приведены результаты численного эксперимента для двухмассовой упругой электромеханической системы с моментом инерции исполнительного органа механизма $J_2 = 0,2$ кг · м² (зависимость, соответствующая переходной характеристике второго вида).

Таблица 3

$T_1, с$	$L_{я}, Гн$	$C_{y}, \frac{Н \cdot м}{рад}$	$T_2, с$	$T_3, с$
1	2	3	4	5
0,0527208	0,1125	1,371742092		
0,06	0,116886117	1,635253488	0,462675145	0,137324855
0,076076952	0,120577137	1,781945249	0,491769144	0,076076952

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
0,1	0,11384016	1,675813431	0,474154126	0,045845874
0,12	0,1	1,543209877	0,447846096	0,032153904
0,14	0,081290469	1,424381298	0,417692521	0,022307479
0,16	0,060039528	1,327970604	0,385333658	0,014666342
0,18	0,038603897	1,254065247	0,351346736	0,008653264
0,2	0,019493854	1,201265363	0,315890281	0,004109719
0,22	0,005519945	1,168788362	0,278880344	0,001119656
0,24	0	1,157407407	0,24	0
0,26	0,007095528	1,170513385	0,198554796	0,001445204
0,28	0,032432926	1,21641231	0,152881582	0,007118418
0,30727922	0,1125	1,371742112	0,05272078	0,05272078

В таблице 4 приведены результаты численного эксперимента для двухмассовой упругой электромеханической системы с моментом инерции исполнительного органа механизма $J_2 = 0,2 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ (зависимость, соответствующая переходной характеристики седьмого вида).

Таблица 4

$T_1, \text{с}$	$L_{я}, \text{Гн}$	$C_y, \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}$	$T, \text{с}$	ξ
0,04	0,1	0		
0,045	0,125703386	0,757695129	0,469526032	0,670889319
0,05	0,110369327	1,208210382	0,341946293	0,906575115
0,05272078	0,1125	1,371742112	0,307279218	1
0,31	0,124567607	1,397323794	0,054483787	0,917704197
0,32	0,177777778	1,519097222	0,060474315	0,661437835
0,33	0,248817834	1,710199278	0,065385043	0,458820528
0,34	0,346521211	2,049577809	0,068411447	0,292348735
0,35	0,492595821	2,854095328	0,067145678	0,148929913
0,36	0,9	∞		

Точки, соответствующие переходной характеристики третьего вида, имеют параметры:

$$L_{я} = 0 \text{ Гн}; C_y = 1,157407407 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; T_1 = 0,24 \text{ с}; T_2 = 0 \text{ с}.$$

$$L_{я} = 0,120577137 \text{ Гн}; C_y = 1,781945249 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; T_1 = 0,076076952 \text{ с}; T_2 = 0,491769144 \text{ с}.$$

Точка, соответствующая переходной характеристики четвертого вида, имеет параметры: $L_{я} = 0,1125 \text{ Гн}; C_y = 1,371742112 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; T_1 = 0,30727922 \text{ с}; T_2 = 0,05272078 \text{ с}.$

На рисунке 3 представлены:

- область, соответствующая переходной характеристики первого вида;
- область, соответствующая переходной характеристики шестого вида;
- область, соответствующая переходной характеристики восьмого вида;
- зависимость, соответствующая переходной характеристики второго вида;
- зависимость, соответствующая переходной характеристики седьмого вида;
- точки, соответствующие переходной характеристики третьего вида;
- точка, соответствующая переходной характеристики четвертого вида.

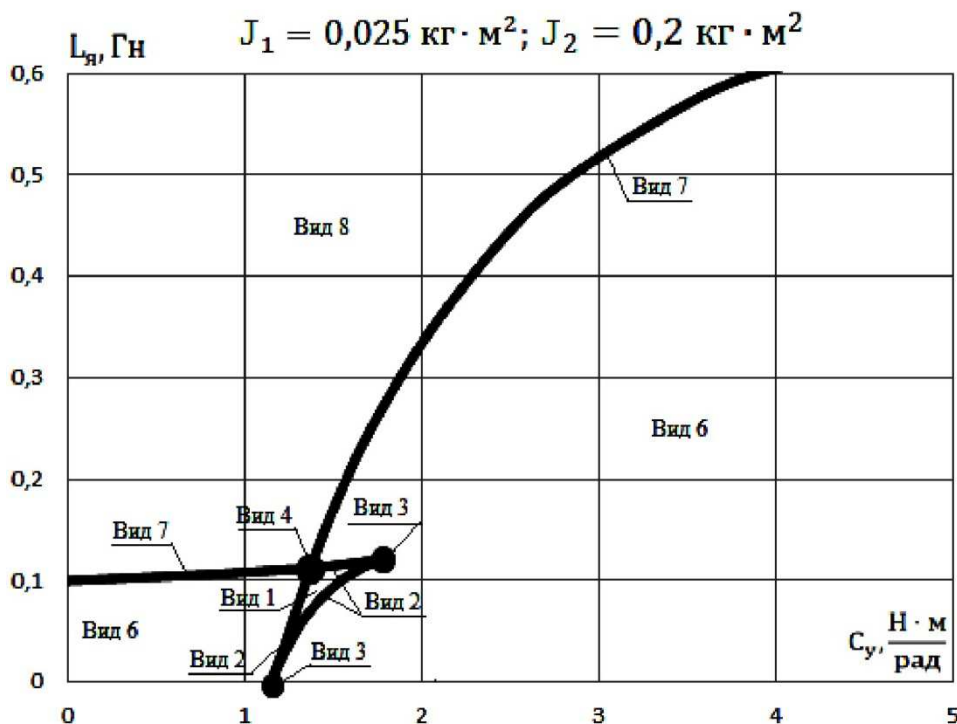


Рисунок 3

Выводы

Построены зависимости индуктивности якорной цепи электродвигателя $L_{я}$ от жесткости валопровода C_y для трех соотношений значений моментов инерции исполнительных органов электродвигателя и механизма.

Если выполняется условие $J_2 < 4J_1$, то характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет: либо одну пару комплексных корней (шестой вид переходной характеристики); либо две пары комплексных корней (восьмой вид переходной характеристики).

Если выполняется условие $J_2 = 4J_1$, то характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы при $L_{я} = 0,3125 \cdot \frac{R_{я}^2 J_1}{C_e C_M}$ и $C_y = 0,512 \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{я}^2 J_1}$ имеет четыре отрицательных равных корня (пятый вид переходной характеристики).

Если выполняется условие $J_2 > 4J_1$, то имеется область, в которой характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет действительные отрицательные корни (первый, второй и третий виды переходной характеристики).

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Ульрих Р.В. Исследование переходных характеристик двухмассовой упругой электромеханической системы / Научные труды КубГТУ. – Краснодар, 2018. – <https://ntk.kubstu.ru/tocs/60>
2. Добробаба Ю.П. Анализ характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы/ Ю.П. Добробаба, Р.В. Ульрих // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 342–348.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Ulrich R.V. Issledovaniye of transitional characteristics of a two-mass elastic electromechanical system / Scientific works of KubGTU. – Krasnodar, 2018. – <https://ntk.kubstu.ru/tocs/60>
2. Dobrobaba Yu.P. Analysis of the characteristic equation of a two-mass elastic electromechanical system / Yu.P. Dobrobab, R.W. Ulrich // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 342–348.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

**СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД
К САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЕ ОБУЧАЮЩИХСЯ**

**SYSTEMATIC APPROACH
TO STUDENTS' INDEPENDENT WORK**

Савицкий Юрий Александрович

доцент,
заведующий кафедрой
общеобразовательных дисциплин,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Нефедовский Виктор Анатольевич

доцент,
доцент кафедры
общеобразовательных дисциплин,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Степанова Марина Валерьевна

старший преподаватель
кафедры общеобразовательных дисциплин,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Терехов Владимир Валерьевич

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

Аннотация. Раскрыты выделенные на основе общепсихологической структуры деятельности компоненты самостоятельной работы обучаемых. Определены принципы организации самостоятельной работы (интегративность, обратная связь, регламентация, добровольное участие). Как результат самостоятельной работы, рассмотрены осуществляемые в единстве наращивание знаний и умений, обучаемых на лекциях, а также процесс формирования их опыта творческой деятельности и мировоззрения. Сделан вывод о том, что активное участие в самостоятельной работе стимулирует формирование одного из важнейших качеств профессионала – качества самостоятельности.

Ключевые слова: самостоятельная работа обучаемого, компоненты, условия эффективности, принципы организации, результат самостоятельной работы, функции преподавателя.

Savitskiy Yuri Aleksandrovich

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

Nefedovskiy Viktor Anatolievich

Associate Professor,
Associate Professor
the Department of General Studies,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Stepanova Marina Valerievna

Senior Lecturer
the Department of General Studies,
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

Terekhov Vladimir Valerievich

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

Annotation. The article describes the components of the independent work of students, selected on the basis of the general psychological structure of the given activity as well as it defines the principles of the organization of students' independent work (integration, feedback, regulation, voluntary participation). As a result of such independent work, students build up their knowledge and skills that are taught at lectures and shape their personal experience of creative activity and the world outlook. The authors of the article come to the conclusion that active participation in independent work stimulates the formation of one of the most important qualities of a professional – the quality of independence.

Keywords: student's independent work, components, efficiency conditions, principles of organization, the result of independent work, teacher's functions.

*«Хороших методов существует ровно столько,
сколько существует хороших учителей»*

Д. Пойа

Современный период развития общества характеризуется широким развитием науки и техники во всех областях. Ускорение темпов научно-технического прогресса выдвигает перед высшей школой все новые, более высокие требования. Выпускник

ВУЗа, наряду с глубокими профессиональными знаниями, должен обладать творческим мышлением, уметь самостоятельно пополнять свои знания и иметь в этом постоянную потребность.

В современных условиях, когда объем необходимых для человека знаний резко и быстро возрастает, уже невозможно делать главную ставку на усвоение определенной суммы фактов. Важно прививать умение самостоятельно пополнять свои знания, ориентироваться в стремительном потоке научной информации. При помощи самостоятельной работы может осуществляться восполнение недостающих компетенций. Она создает благоприятные условия для формирования субъектного начала обучаемого в учебной деятельности, которое впоследствии может быть перенесено и на другие сферы деятельности. Самостоятельная работа – условие повышения качества подготовки специалиста, готового к самообразованию в процессе дальнейшего профессионального развития.

Выдающиеся государственные деятели, крупные ученые нашей страны неоднократно подчеркивали, что без самообразования не может быть высшего образования.

В современной психолого-педагогической литературе нет однозначной трактовки понятия «самостоятельная работа». Так, самостоятельная работа определяется как:

- «планируемая работа студентов, выполняемая по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия» [2, с. 99];
- «целенаправленная, внутренне мотивированная, структурированная самим субъектом в совокупности выполняемых действий и коррелируемая им по процессу и результату деятельность» [1, с. 293];
- «составная часть обучения, имеющая, как правило, форму внеаудиторных занятий, в процессе которых самостоятельно изучаются первоисточники, научная и учебно-методическая литература» [3, с. 81].

Высшие военно-учебные заведения занимают особое место в системе высших учебных заведений страны. Высшие военно-учебные заведения характеризуются большим объемом и сложностью изучаемого материала, методикой учебной работы и высокой самостоятельностью работы обучаемого. «Истинное сокровище для людей – уметь трудиться», – еще в древности говорил Эзоп. Умение самостоятельно трудиться вырабатывается быстрее, если обучаемые овладевают методами автономного освоения знаний, познают на практике психологические закономерности процесса запоминания материала.

Каким бы квалифицированным и опытным не был преподаватель, он лишь определенным образом организует и направляет познавательную деятельность обучаемого в соответствии с собственными психологическими особенностями и опытом. Но дальнейшее изучение материала должен осуществлять сам обучаемый, используя, в свою очередь, свой познавательный алгоритм. Эту работу за него не может выполнить никто.

В контексте вышеуказанного самостоятельная работа обучаемого является важнейшей частью учебного процесса, главным методом глубокого и всестороннего изучения и усвоения учебного материала. Именно поэтому в военных ВУЗах выделяется обязательное время для самоподготовки. Цель такой организации – добиться максимального эффекта от учебного труда обучаемого при условии минимальных затрат времени и человеческой энергии.

Самостоятельная работа обучаемого весьма многообразна и содержательна. Она включает в себя следующие основные виды обязательной самостоятельной работы:

- работа в процессе лекций, семинарах, лабораторных и практических занятиях;
- отработка текущего материала по конспектам, и рекомендованной литературе;
- выполнение контрольных домашних заданий;
- подготовка к лабораторному практикуму;
- групповые и индивидуальные консультации;
- подготовка к семинарам;
- подготовка к плановым контрольным занятиям;
- выполнение курсовых и расчетно-графических работ;
- подготовка к промежуточной аттестации;
- написание рефератов, выполнение написание выпускных квалификационных работ (ВКР).

Самостоятельная работа обучаемого может быть по:

- месту проведения – аудиторной и внеаудиторной;
- числу участников – индивидуальной, групповой, фронтальной;
- времени исполнения – кратковременной (подготовка рефератов, докладов и др.) и долговременной (ВКР, курсовых работ и прочих проектов);
- полученным результатам – репродуктивной и творческой.

Рассмотрим один из видов обязательной самостоятельной работы – это работа на лекциях.

Почти половину времени, отведенного на занятия по расписанию, занимают лекции, которым принадлежит ведущая роль в учебном процессе. Лекции остаются наиболее эффективным видом занятий для получения знаний, воспитания у обучаемого самостоятельного мышления, способности быстро воспринимать новые идеи, новые факты и обобщать их. Значит самостоятельная работа обучаемого должна начинаться с первой лекции и продолжаться вплоть до последнего экзамена. Самостоятельная работа на лекциях может быть по месту проведения – аудиторной (работа в процессе проведения лекции) и внеаудиторной. По числу участников – индивидуальной и групповой.

Усвоение материала на лекции нельзя рассматривать как процесс простого переноса знаний от преподавателя к обучаемому без учета, мыслительной деятельности самого обучаемого. Китайская пословица гласит «Скажите мне – я забуду, покажите мне – я запомню, вовлеките меня – я пойму». Без активности обучаемого, направленной на усвоение лекционного материала, познание невозможно. Самостоятельная работа на лекции заключается в достаточно сильном напряжении внимания. Необходимо заставить себя подавлять во время лекции все посторонние мысли и сосредоточить свое внимание на обработке содержания излагаемого лектором материала. Лекция – это творческий процесс, лекция требует творческой атмосферы, уважительного отношения к труду лектора.

Чтобы, следуя за лектором, участвовать в усвоении каждой лекции обучаемые должны предварительно провести внеаудиторную самостоятельную работу – подготовиться к лекции для последующей творческой работе в тандеме с лектором (а не бездумного ведения конспекта). Только в таком случае самостоятельная работа во время лекции может считаться реализованной полноценно.

Подготовленным к лекции можно считать такого обучаемого, который, присутствуя на предыдущих лекциях, усвоил их содержание; если пропустил какую-либо лекцию – познакомился с ее содержанием по конспекту товарища или по учебнику; перед лекцией припомнил материал раздела, излагаемого на лекции, или просмотрел свой конспект или учебник.

Обучаемые, особенно первого курса, испытывают большие затруднения при конспектировании лекций. Большинство из них не знает, что записывать и как записывать.

Конспектирование лекций активизирует работу обучаемого, способствует лучшему запоминанию учебного материала. Если запись лекции ведется не дословно, а кратко, своими словами, то обучаемый успевает не только понять услышанное, но и обработать его, провести самостоятельную работу. Если запись лекции ведется механически, то она почти не приносит никакой пользы, при этом эффективность самостоятельной работы равна нулю. При механической записи слов лектора обучаемый не напрягает свое внимание, не мобилизует свой разум на понимание сущности излагаемого материала.

Ведение конспекта создает особенно благоприятные условия для запоминания услышанного, так как в этом процессе принимают участие наглядно-образная память «Скажите мне – я забуду, покажите мне – я запомню»: зрение и слух плюс двигательная память (рука) тесно связаны друг с другом и дополняют друг друга. Передача мыслей лектора своими словами помогает сосредоточить внимание на главном, не дает возможности рассеяться и перейти на механическое конспектирование, дает возможность вести запись и понимать записанное.

Некоторые обучаемые считают, что раз имеется книга или учебное пособие, то нет необходимости вести конспект. Этим они совершают большую ошибку, т.к. не используют конспект, как средство, для активизации своей работы на лекции. Часть обучаемых впадают в другую крайность и считают, что дословный конспект лекций заме-

нит им учебники и учебные пособия. Ведя дословную запись лекции и не задумываясь над её содержанием, они тратят время бесполезно, т.к. разбор учебного материала по механической записи требует большего труда и времени, чем при понимании и одновременном кратком конспектировании.

Умение осмысленно конспектировать приходит не сразу, для этого нужен известный опыт. Для сочетания глубокого понимания излагаемого вопроса с логическим его конспектированием, надо иметь перед глазами последние фразы записей и внимательно слушать лектора, нежелательно также часто отвлекаться от конспекта. Смотреть на доску следует только в том случае, если непонятно построение рисунка, схемы, чертежа, проводимых математических преобразований.

Установлено, что для овладения тем же объемом знаний, который преподносится на лекции, обучаемому, не имеющему опыта самостоятельной работы, потребуется в 5–10 раз больше времени, чем длительность лекции. Поэтому необходимо учиться в ходе самой лекции выделять главное, тогда и писать придется меньше.

Активная, напряженная работа на лекции (как и на других видах занятий, проводимых под руководством преподавателя) является залогом экономии времени при изучении конкретного вопроса на самостоятельной работе. Для самостоятельной отработки хорошо усвоенной лекции требуется от 50 до 80 процентов времени, затраченного на чтение лекции.

Таким образом, эффективность самостоятельной работы в значительной степени определяется активной работой обучаемого в часы занятий под руководством преподавателя. Самостоятельная работа способствует расширению научного мировоззрения обучаемого, поскольку она не предполагает пооперационного руководства и тотального контроля индивидуума, хотя ему должны быть присущи соответствующие личностные качества, прежде всего, достаточный уровень волевого развития. Кроме того, участие в самостоятельной работе также стимулирует формирование одного из ведущих профессиональных качеств личности – качества самостоятельности.

Авторы не претендуют на исчерпывающее освещение этой важной проблемы и рассматривают свой труд лишь как попытку дать научно-обоснованные практические рекомендации по самостоятельной работе.

Литература:

1. Зимняя И.А. Педагогическая психология высшей школы. – М., 2010.
2. Педагогика и психология высшей школы. – Ростов-н/Д., 1998.
3. Энциклопедия профессионального образования в 3-х т. – М., 1999. – Т.3.
4. Вестник высшей школы. – М., 2015.

References:

1. Zimnyaya, I.A. Pedagogical psychology. – M., 2010.
2. Pedagogy and psychology of the higher school. – Rostov-n/D., 1998.
3. Encyclopedia of vocational education in 3 vols. – M., 1999. – Vol. 3.
4. Bulletin of the higher school. – M., 2015.

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 2019 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, № 1

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE
SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2019, № 1

www.id-yug.com

Редактор – А.С. Семенов

Editor – A.S. Semenov

Оригинал-макет – М.Б. Жаренко

Dummy – M.B. Zharenko

Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Design of a cover – M.B. Zharenro

Сдано в набор 11.04.2019.
Подписано в печать 15.04.2019.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 23,8.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 11.04.2019.
It is sent for the press 15.04.2019.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 23,8.
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 № 2227

Order No. 2227

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