

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

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

№ 2

2020

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2020, № 2

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

www.id-yug.com

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.

Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.

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

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2020, № 2

(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

Зайцев А.А.

Исследование и метод аппроксимации порогового напряжения МОП-транзисторов 21

Zaitsev A.A.

Research and method of approximation of MOS-transistors threshold voltage

Смелягин А.И.

Динамический анализ простейших движений тел с помощью новых законов 34

Smelyagin A.I.

Dynamic analysis of the simplest movements of bodies using new laws

Смелягин А.И.

О реальных законах движения 40

Smelyagin A.I.

On the basic concepts and laws of the classical mechanics

Науки о земле Sciences about the earth

Лесовая Э.Д., Кирюникова Н.М., Пастухов М.А.

Статистический анализ оспаривания кадастровой стоимости 49

Lesovaya E.D., Kiryunikova N.M., Pastukhov M.A.

Statistical analysis of cadastral value disputes

Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И.

Анализ эффективности проведения ГРП на объекте АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения 55

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

Analysis of the efficiency of carrying out hydraulic fracturing on the object AV₁¹⁻² of Samotlorskoye field

Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В.

Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения 73

Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.

Geological bases for analysis of development of the north-western part of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field

Березовский Д.А., Савенок О.В., Липулени Орланда Дина Эузебиу Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения	94
Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Lipuleni Orlanda Dina Eusebio Geological basis for design and analysis of the current state of development of the Yuzhno-Serdyukovskoye gas and condensate field	
Гуцу А.С., Савенок О.В., Шаблий И.И. Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Лебединского газового месторождения	121
Gutsu A.S., Savenok O.V., Shabliy I.I. Geological foundations for design and analysis of the current state of development of the Lebedinskoye gas field	
Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Геологические основы для выбора оптимальной системы разработки на основе анализа разработки месторождений-аналогов на примере Полярного месторождения	140
Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Geological bases for the choice of the optimal development system based on the experience of developing of equivalent fields using the example of the polyarnoye field	
Кусов Г.В., Диоманде Бле Хьюге Анализ основных типов нефтяных контрактов в России и за рубежом	160
Kusov G.V., Diomande Ble Hugues Analysis of the main types of oil contracts in Russia and abroad	
Меринов И.А., Шиян С.И., Анискин В.В. Исследование электрофизических свойств горных пород Ковыктинского газоконденсатного месторождения	178
Merinov I.A., Shiyani S.I., Aniskin V.V. Research of electrophysical properties of rocks of Kovyktinskoye gas-condensate field	
Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ причин отказов и разработка мероприятий по совершенствованию работы механизированного фонда скважин Ванкорского нефтегазового месторождения	196
Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of the causes of failures and development of measures to improve the operation of the mechanized function of wells on the Vankorskoye oil and gas field	
Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Осложнённые условия эксплуатации скважин Ванкорского нефтегазового месторождения	214
Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Complicated well operating conditions of the vankorskoye oil and gas field	
Поварова Л.В. Анализ технологий утилизации экологически опасных буровых отходов	233
Povarova L.V. Analysis of environmentally hazardous drilling waste disposal technologies	

Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Назаренко К.А.
Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273
Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола 248

Kholopov E.A., Shiyani S.I., Musiychenko S.V., Nazarenko K.A.
Equipment and technology for restoration of productivity of well № 1273
of the urengoyskoe field by sidetracking

Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Моргун Н.С.
Программа приготовления бурового раствора
для зарезки бокового ствола в скважине № 1273 Уренгойского месторождения 267

Kholopov E.A., Shiyani S.I., Musiychenko S.V., Morgun N.S.
Drilling fluid preparation program
for sidetracking in well № 1273 of the urengoyskoye field

Шиян С.И., Скиба А.С.
Технология регулирования системы поддержания пластового давления
на Абино-Украинском месторождении 279

Shiyani S.I., Skiba A.S.
Regulation technology of the reservoir pressure maintenance system
on the Abino-Ukrainskoye field

Шиян С.И., Мунтян В.С.
Перспективы разработки Северо-Тарасовского
нефтяного месторождения с применением
энерго- и ресурсосберегающих технологий 289

Shiyani S.I., Muntian V.S.
Prospects for the development of the North-Tarasovskoye oil field
using energy and resource-saving technologies

Брижань В.В., Шиян С.И.
Оценка экономической эффективности от перевода грузового автотранспорта
на компримированный природный газ в качестве моторного топлива 300

Brizhan V.V., Shiyani S.I.
Evaluation of economic efficiency
from the transfer of trucks for compressed natural gas as a motor fuel

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Амарина Е.Д.
Особенности реконструкции физкультурно-спортивных объектов 315

Amarina E.D.
Sporting facilities renovation features

Голубева В.К.
Усиление ленточного фундамента методом увеличения его ширины 318

Golubeva V.K.
Strip foundation reinforcement by widening its width

Дьяков А.В. Применение углеволокна в строительстве. Армирование и усиление несущих конструкций	322
Diakov A.V. Application of carbon fiber in construction. Reinforcement and strengthening of load-bearing structures	
Заворотынская В.В., Тхазеплова Д.А., Машкова В.В., Шиховцов А.А. Перспективы развития рынка жилой недвижимости	325
Zavorotynskaya V.V., Tkhaseplova D.A., Mashkova V.V., Shikhovtsov A.A. Prospects for residential real estate market development	
Леонова А.Н., Акритов Х.Э. Усиление деревянных конструкций композитными материалами	329
Leonova A.N., Akritov K.E. Reinforcement of wooden structures with composite materials	
Леонова А.Н., Шевчук Е.А., Губская К.В. Основные виды композитной арматуры. Её преимущества и недостатки	334
Leonova A.N., Shevchuk E.A., Gubskaya K.V. The main types of composite rebar. Its advantages and disadvantages	
Махинько А.С., Овсиенко Е.А., Леонова А.Н. Разработка новых конструктивных форм, методом расчета, оптимизации и реконструкции строительных конструкций и сооружений	339
Makhinko A.S., Ovsienko E.A., Leonova A.N. Development of new construction forms, method of calculation, optimization and reconstruction of construction structures and structures	
Панеш Д.А., Макаренко Н.А. Усиление колонн композитными материалами	343
Panesh D.A., Makarenko N.A. Reinforcement of columns with composite materials	
Ратиева Е.А. Методы усиления фундаментов при реконструкции исторических памятников архитектуры	347
Ratieva E.A. Methods for strengthening foundations in the reconstruction of historical monuments	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Тихомиров М.А. Исследования в области организации перевозок пассажиров, осуществляемых различными видами транспорта в городах	353
Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Tikhomirov M.A. Features of organization of intercity transportation of large-sized cargo	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сечко В.Е. Особенности организации междугородних перевозок крупногабаритных грузов	357
Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Sechko V.E. Features of organization of intercity transportation of large-sized cargo	

Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Анализ методов транспортного планирования	360
Konvalova T.V., Nadiryay S.L., Senin I.S. Analysis of transport planning methods	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методы управления в транспортных логистических системах	364
Konvalova T.V., Nadiryay S.L. Management methods in transport and logistics systems	
Крамаренко А.В., Щенников А.А. Сравнительный анализ затрат при кладке перегородок из керамического и силикатного кирпича при возведении зданий	367
Kramarenko A.V., Shchennikov A.A. Comparative cost analysis for laying partitions of ceramic and silicate bricks for the construction of buildings	

Топливо-энергетический комплекс
Fuel and energy complex

Добробаба Ю.П., Овсиенко В.А. Оптимальные по быстродействию переходные характеристики системы автоматического регулирования угловой скорости исполнительного органа механизма	370
Dobrobaba Yu.P., Ovsienko V.A. Optimum optimal transition characteristics of the system of automatic regulation of angular speed of the executive authority of the mechanism	

Экономика и управление по отраслям
Economy and management on branches

Заворотынская В.В., Тхазеплова Д.А., Машков Д.С., Шиховцов А.А. Повышение инвестиционной привлекательности объекта	381
Zavorotinskaya V.V., Thazeplova D.A., Mashkov D.S., Shikhovtsov A.A. Increasing the investment attractiveness of the object	

Право
Law

Дьякова Н.А., Осенняя А.В. Внесение в единый государственный реестр недвижимости сведений об объектах культурного наследия	384
Dyakova N.A., Osenniyaya A.V. Admission of cultural heritage objects to the united state register of real estate	

Дворная З.М., Коновалов Д.В., Дворная З.Л.
Особенности билингвального обучения студентов
в вузах технического профиля 389

Dvornaya Z.M., Konovalov D.V., Dvornaya Z.L.
Features of bilingual training of students in technical universities

Дворная З.М., Коновалов Д.В., Дворная З.Л.
Актуальность компетентностного подхода
при обучении студентов технических вузов основам культуры речи 392

Dvornaya Z.M., Konovalov D.V., Dvornaya Z.L.
Relevance of the competence approach
in training of students of technical universities basics of speech culture

Миронова С.Х., Мягкова Е.С.
Профилактика и лечение сколиоза у студенческой молодежи
на занятиях физической культуры 395

Mironova S.K., Myagkova E.S.
Prevention and treatment of scoliosis in students young people in physical culture

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 621.3.049.774: 621.382.32

ИССЛЕДОВАНИЕ И МЕТОД АППРОКСИМАЦИИ ПОРОГОВОГО НАПРЯЖЕНИЯ МОП-ТРАНЗИСТОРОВ



RESEARCH AND METHOD OF APPROXIMATION OF MOS-TRANSISTORS THRESHOLD VOLTAGE

Зайцев Андрей Алексеевич

ведущий инженер,
институт микроприборов
и систем управления,
Национального
исследовательского университета
«Московский Институт
Электронной Техники»
andazaitsev@mail.ru

Аннотация. Исследованы изменения порогового напряжения, тока стока и крутизны МОП-транзисторов в зависимости от ширины и длины канала, напряжений сток-исток, исток-карман и температуры. Представлен метод расчета порогового напряжения МОП-транзисторов по аппроксимирующим выражениям с учетом перечисленных переменных параметров. Метод заключается в предварительном расчете порогового напряжения для заданных ширины и длины канала и действующего напряжения сток-исток для условий нулевого напряжения исток-карман и температуры +27 °С. Далее осуществляется коррекция полученного напряжения с учетом действующих напряжений исток-карман и температуры. Представлены соответствующие аппроксимирующие выражения.

Ключевые слова: МОП-транзистор, пороговое напряжение, крутизна управления по затвору, ток стока.

Zaitsev Andrey Alekseevich

Senior engineer,
institute of microdevices and control systems,
National research university
«Moscow Institute
of Electronic Technology»
andazaitsev@mail.ru

Annotation. Changes of threshold voltage, drain current and transconductance of the MOS-transistors are researched depending on width and length of channel, a drain-source and a source-bulk voltages and temperatures. The method of evaluation of threshold voltage of the MOS-transistors based on approximating expressions taking into account the listed variable parameters is presented. The method consists in pre-design of threshold voltage for set of width and length of channel and an operating drain-source voltage for conditions of zero voltage a source- bulk and temperatures +27 °C. Then correction of the calculated voltage taking into account the source-bulk operating voltage and temperatures is carry out. Conforming approximating expressions are presented.

Keywords: MOS-transistor, threshold voltage, transconductance, drain current.

Введение

К современным портативным электронным устройствам предъявляются требования дальнейшей минимизации их массогабаритных показателей и увеличению продолжительности непрерывной работы при одновременном расширении функциональных возможностей. Основным конструктивным ограничением на пути уменьшения массогабаритных показателей является источник напряжения питания, размер которого может занимать до половины объема устройства. Эффективно уменьшить расход энергии – очевидное решение и серьезная проблема при проектировании микросхем для данных устройств. Требуется комплексный подход на всех уровнях: технологическом, схемотехническом и архитектурном.

Наиболее распространенным приемом повышения энергоэффективности является динамическое масштабирование напряжения питания и тактовой частоты, адаптирующее их значения под текущую вычислительную нагрузку. Однако, есть приложения, в которых именно микропотребление является доминирующим критическим параметром и, как компромисс, может быть допущено снижение производительности от максимально достижимого при используемой технологии изготовления кристаллов микросхем. Одним из решений является уменьшение напряжения питания микросхем с приближением к режимам работы транзисторов в окрестности порогового напряжения. Характерно, что при изготовлении кристаллов таких микросхем используются коммерчески доступные стандартные МОП-процессы, что не требует никаких дополнительных инвестиций в соответствующую инфраструктуру.

Основной проблемой при проектировании данных микросхем является то, что при работе транзисторов в окрестности порогового напряжения их характеристики проявляют более высокую чувствительность к технологическому разбросу, шуму напряжения питания и температуре. Все это приводит к существенному изменению производительности и, соответственно, к повышению вероятности функционального отказа [1, 2].

В этой ситуации, на этапе проектирования становится критически важным постоянный контроль, как текущее значение напряжения затвор-исток транзисторов соотносятся с их пороговым напряжением. Таким образом, необходимо иметь возможность быстрого и с приемлемой точностью получения порогового напряжения МОП-транзисторов, зависящего, в свою очередь, от ширины и длины канала, напряжений сток-исток, исток-карман и температуры.

Пороговое напряжение МОП-транзистора

Под пороговым напряжением V_{TH} МОП-транзистора подразумевают такое напряжение затвор-исток V_{GS} , при котором поверхностный электростатический потенциал под диэлектриком затвора за счет приложенного электрического поля становится равен по величине и противоположен по знаку электростатическому потенциалу кармана. В результате под диэлектриком затвора формируется проводимость, а данный эффект называют инверсией канала. В подпороговой области (или слабой инверсии) проводимость осуществляется за счет рассеивания, а в области сильной инверсии за счет дрейфа носителей заряда [3, 4].

На основании представленных в [3] выражений, пороговое напряжение V_{THN} N-канального МОП-транзистора при условии нулевого потенциала исток-карман (подложка) равно:

$$V_{THN} = -\frac{kT}{q} \ln \frac{N_{D,poly}}{N_A} + \frac{t_{ox}}{\epsilon_{ox}} \left(qN_I + 2\sqrt{kT\epsilon_{si}N_A \ln \frac{N_A}{n_i} - Q'_{ss}} \right), \quad (1)$$

где k – постоянная Больцмана, T – температура в Кельвинах, q – заряд электрона, ϵ_{ox} – диэлектрическая постоянная оксида кремния, ϵ_{si} – диэлектрическая постоянная кремния, N_A – уровень легирования подложки, $N_{D,poly}$ – уровень легирования поликристаллического кремния затвора, t_{ox} – толщина подзатворного диэлектрика, N_I – доза имплантации канала, n_i – концентрация носителей, Q'_{ss} – заряд перехода окисел-полупроводник из-за загрязнения натрия.

В этом выражении k , q , ϵ_{ox} , ϵ_{si} – физические постоянные. Значение порогового напряжения определяется параметрами N_A , $N_{D,poly}$, t_{ox} , N_I , n_i и Q'_{ss} при производстве кристалла микросхемы. Для транзисторов, изготовленных в одном технологическом процессе, пороговое напряжение будет отличаться в зависимости от ширины W и длины L затвора (канала). Во время работы микросхемы пороговое напряжение изменяется в зависимости от значений напряжений сток-исток V_{DS} и исток-карман V_{SB} и от температуры.

Для упрощения, будем считать размеры канала и затвора транзистора идентичными. Отметим, что при использовании транзистора с несколькими затворами его пороговое напряжение соответствует пороговому напряжению транзистора с одним затвором длиной L и шириной W , равной полной ширине исходного транзистора деленной на количество затворов F [5].

Расчет порогового напряжения МОП-транзистора через характеристику тока стока

Схемы для измерения тока стока I_D в зависимости от напряжений V_{GS} , V_{DS} и V_{SB} представлены на рисунке 1 [3].

Известно, что при увеличении напряжения V_{GS} от нулевого значения МОП-транзистор сначала находится в подпороговой области (слабой инверсии), где доминирующим компонентом тока I_D является диффузионный ток, характеризующейся экспоненциальной зависимостью от напряжения V_{GS} . При подходе V_{GS} к пороговому напряжению

зависимость тока I_D начинает плавно меняться с экспоненциальной на квадратичную (область умеренной инверсии) с появлением тока дрейфа. При дальнейшем увеличении V_{GS} транзистор входит в область сильной инверсии, при которой доминирующим компонентом тока I_D становится ток дрейфа, а его зависимость становится квадратичной. При значительном превышении порогового напряжения зависимость тока I_D приобретает линейный характер [3, 4].

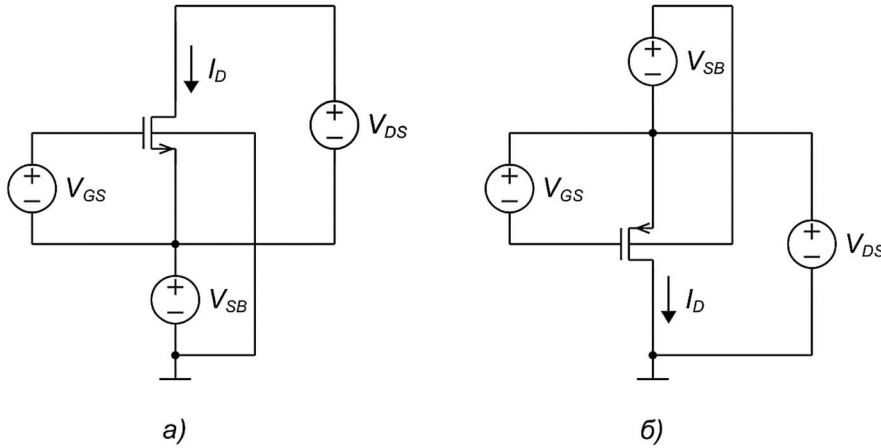


Рисунок 1 – Схемы измерения тока I_D в зависимости от напряжений V_{GS} , V_{DS} и V_{SB} : а) – N-транзистор; б) – P-транзистор

Существуют отличия короткоканальных транзисторов от длинноканальных заключающееся в том, что у короткоканальных транзисторов квадратичная зависимость тока I_D слабо выражена и происходит плавный переход от экспоненциальной зависимости сразу к линейной.

На рисунке 2 представлены типовые зависимости тока стока I_D и крутизны управления по затвору (передаточной проводимости) g_m МОП-транзистора в зависимости от напряжения V_{GS} при постоянном V_{DS} . Заметим, что ось ординат рисунка 2а имеет масштаб квадратного корня тока стока I_D .

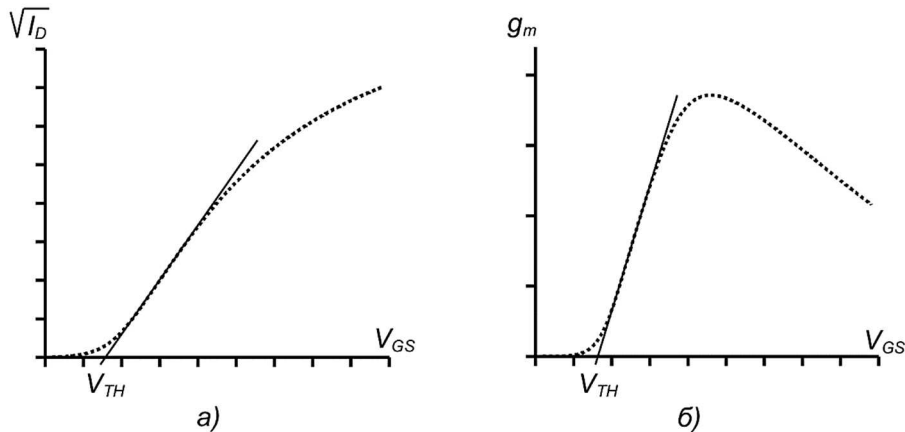


Рисунок 2 – Типовые характеристики МОП-транзистора в зависимости от V_{GS} : а) – ток стока I_D ; б) – крутизна управления по затвору g_m

Здесь необходимо отметить, что в данной работе исследовались транзисторы технологии КМОП 180 нм, с использованием модели BSIM3v3.24. Для других современных технологий (как крупнее так и мельче) зависимости характеристик транзисторов качественно будут совпадать и иметь только численные отличия.

Так как крутизна g_m является производной тока I_D , то при постоянном шаге приращения напряжения ΔV_{GS} значение крутизны $g_{m(i)}$ в точке $V_{GS(i)}$ может быть выражено как:

$$g_{m(i)} = \frac{\Delta I_{DS}}{\Delta V_{GS}} = \frac{I_{DS(i+1)} - I_{DS(i-1)}}{V_{GS(i+1)} - V_{GS(i-1)}}. \quad (2)$$

Существуют инженерные способы расчета порогового напряжения, сводящиеся к линейной экстраполяции к оси абсцисс участков ΔV_{GS} диаграмм рисунка 2. В [6] обрабатывают данные диаграммы рисунка 2а. При этом напряжение $V_{TH(i)}$ равно:

$$V_{TH(i)} = \frac{V_{GS(i-1)} \sqrt{I_{DS(i+1)}} - V_{GS(i+1)} \sqrt{I_{DS(i-1)}}}{\sqrt{I_{DS(i+1)}} - \sqrt{I_{DS(i-1)}}}. \quad (3)$$

В [3] обрабатывают данные диаграммы рисунка 2б. При этом напряжение $V_{TH(i)}$ равно:

$$V_{TH(i)} = \frac{V_{GS(i-1)} \cdot g_{m(i)} - V_{GS(i)} \cdot g_{m(i-1)}}{g_{m(i)} - g_{m(i-1)}}, \quad (4)$$

или, выражая через V_{GS} и I_D :

$$V_{TH(i)} = \frac{(I_{DS(i+1)} - I_{DS(i)}) \cdot (V_{GS(i)}^2 - V_{GS(i-1)}^2) - (I_{DS(i)} - I_{DS(i-1)}) \cdot (V_{GS(i+1)}^2 - V_{GS(i)}^2)}{2 \cdot ((I_{DS(i+1)} - I_{DS(i)}) \cdot (V_{GS(i)} - V_{GS(i-1)}) - (I_{DS(i)} - I_{DS(i-1)}) \cdot (V_{GS(i+1)} - V_{GS(i)}))}. \quad (5)$$

Таким образом, двигаясь по оси V_{GS} с шагом ΔV_{GS} , получают диаграммы значений $V_{TH(i)}$, представленные на рисунке 3. Максимальные значения диаграмм являются искомым пороговым напряжением V_{TH} . Точность определения максимума зависит от шага приращения V_{GS} (в данной работе 20 мВ).

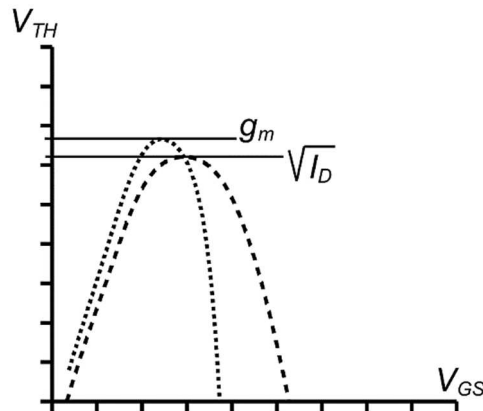


Рисунок 3 – Диаграммы значений $V_{TH(i)}$ в зависимости от $V_{GS(i)}$ при расчете с использованием квадратного корня тока I_D и с использованием крутизны g_m

Как следует из рисунка 3, для рассмотренных способов расчета разные не только максимумы напряжений $V_{TH(i)}$, но также разные значения напряжений $V_{GS(i)}$ при которых эти максимумы определяются. Таким образом, определение V_{TH} происходит при разном напряжении перегрузки затвора V_{OVN} , равном $V_{GS} - V_{TH}$. Как правило, при разработке аналоговых схем наиболее актуальным является определение V_{TH} транзистора, работающего в режиме насыщения. Чем меньше напряжение V_{OVN} , тем ближе транзистор к области насыщения даже при напряжении сток-исток, равном несколько значений теплового напряжения V_T , например, $100 \text{ мВ} \approx 4V_T$ при 27°C . При указанных условиях исследуемые транзисторы находятся в режиме триода при расчете V_{TH} с использованием квадратного корня тока I_D и на границе триодной области и области насыщения при расчете V_{TH} с использованием крутизны g_m . Вследствие этого далее при расчетах порогового напряжения для диаграмм рисунков 5, 7 и 9 использовано выражение, обрабатывающие в качестве исходных данных крутизну транзистора. Отметим, что для транзисторов исследуемой технологии значение напряжения V_{TH} , рассчитанное через квадратный корень тока I_D может быть на 15 % меньше по сравнению с рассчитанным через крутизну g_m .

На рисунке 4 представлены характеристики I_D и g_m в логарифмическом масштабе с указанием точки напряжения V_{TH} . Как можем видеть, точка порогового напряжения V_{TH} располагается в самом начале отхода наклона тока I_D от экспоненциальной зависимости.

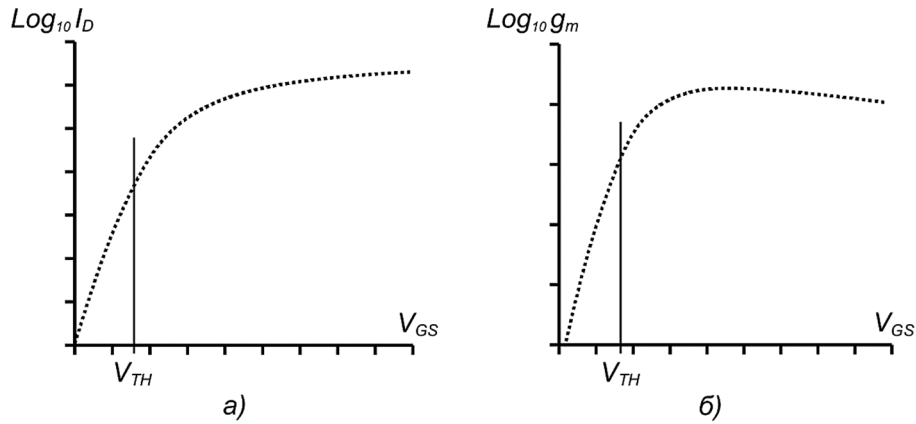


Рисунок 4 – Ток I_D (а) и крутизна g_m (б) в логарифмическом масштабе

Подпороговая область характеризуется подпороговым наклоном тока I_D , выражаемым как значение уменьшения напряжения V_{GS} на декаду уменьшения тока I_D от точки порогового напряжения. При температуре 27°C подпороговый наклон в среднем составляет 3,5–4,5 значения теплового напряжения V_T .

Варианты получения порогового напряжения МОП-транзистора во время моделирования работы схемы

Как известно, при работе транзисторов в окрестности порогового напряжения их характеристики проявляют высокую чувствительность к технологическому разбросу, температуре, а также к шуму напряжения питания [1, 2]. Таким образом, при моделировании работы схемы, на соответствующих диаграммах результатов моделирования необходима индикация, как напряжение затвор-исток интересующих транзисторов соотносятся с их пороговым напряжением при текущих значениях напряжений сток-исток, исток-карман и температуры.

Получение порогового напряжения V_{TH} возможно несколькими вариантами. Первым вариантом является считывание V_{TH} из многомерного массива, в котором хранятся V_{TH} для разных сочетаний W и L , напряжений сток-исток и исток-карман и температуры. Шаг изменения этих параметров определяет размер массива и погрешность V_{TH} . Для уменьшения погрешности между точками массива может применяться интерполяция.

При втором варианте программа моделирования создает для интересующих транзисторов тестовые схемы рисунка 1 с соответствующими условиями их работы и осуществляет постоянное вычисление V_{TH} , как представлено на рисунках 2 и 3. При этом, при достаточно высокой точности получения значения V_{TH} , время расчета существенно увеличивается.

В данной работе предлагается еще один вариант получения значения V_{TH} , осуществляющий расчет исходного порогового напряжения $V_{TH(VDS)}$ для заданных размеров ширины W и длины L затвора (канала) и действующего напряжения сток-исток V_{DS} , но для условий нулевого напряжения исток-карман и температуры 27°C . Далее осуществляется коррекция напряжения $V_{TH(VDS)}$ с помощью коэффициентов, учитывающих действующие значения напряжения исток-карман V_{SB} и температуры.

В этом случае результирующее пороговое напряжение может быть рассчитано как:

$$V_{TH} = V_{TH(VDS)} \cdot K_{VTH(VSB)} \cdot K_{VTH(T)} \quad (6)$$

Так как в качестве примера использованы транзисторы технологии КМОП 180 нм с типовым напряжением питания 1,8 В, исходное пороговое напряжение и корректирующие коэффициенты будут исследованы для условий:

$V_{TH(VDS)}$ при $V_{DS} = 0,02 \dots 1,8 \text{ В}$, $V_{SB} = 0 \text{ В}$, $T = 27^\circ\text{C}$;

$K_{VTH(VSB)}$ при $V_{DS} = 0,1 \text{ В}$, $V_{SB} = 0 \dots 0,9 \text{ В}$, $T = 27^\circ\text{C}$;

$K_{VTH(T)}$ при $V_{DS} = 0,1 \text{ В}$, $V_{SB} = 0 \text{ В}$, $T = -40 \dots +125^\circ\text{C}$.

С целью упрощения изложения, дальнейший анализ проводится по характеристикам транзисторов в четырех точках сочетаний размеров W и L , являющихся граничными для выбранной технологии и производителя.

Зависимость порогового напряжения МОП-транзистора от напряжения сток-исток

На рисунке 5а,б представлены зависимости значения порогового напряжения при изменении напряжения V_{DS} в диапазоне от 20 мВ до 1,8 В для условий $V_{SB} = 0$ В и $T = 27$ °С. Обозначим это напряжение $V_{TH(VDS)}$. Здесь и далее подписи у диаграмм на рисунках означают размеры (в мкм) W/L затвора (канала) транзистора.

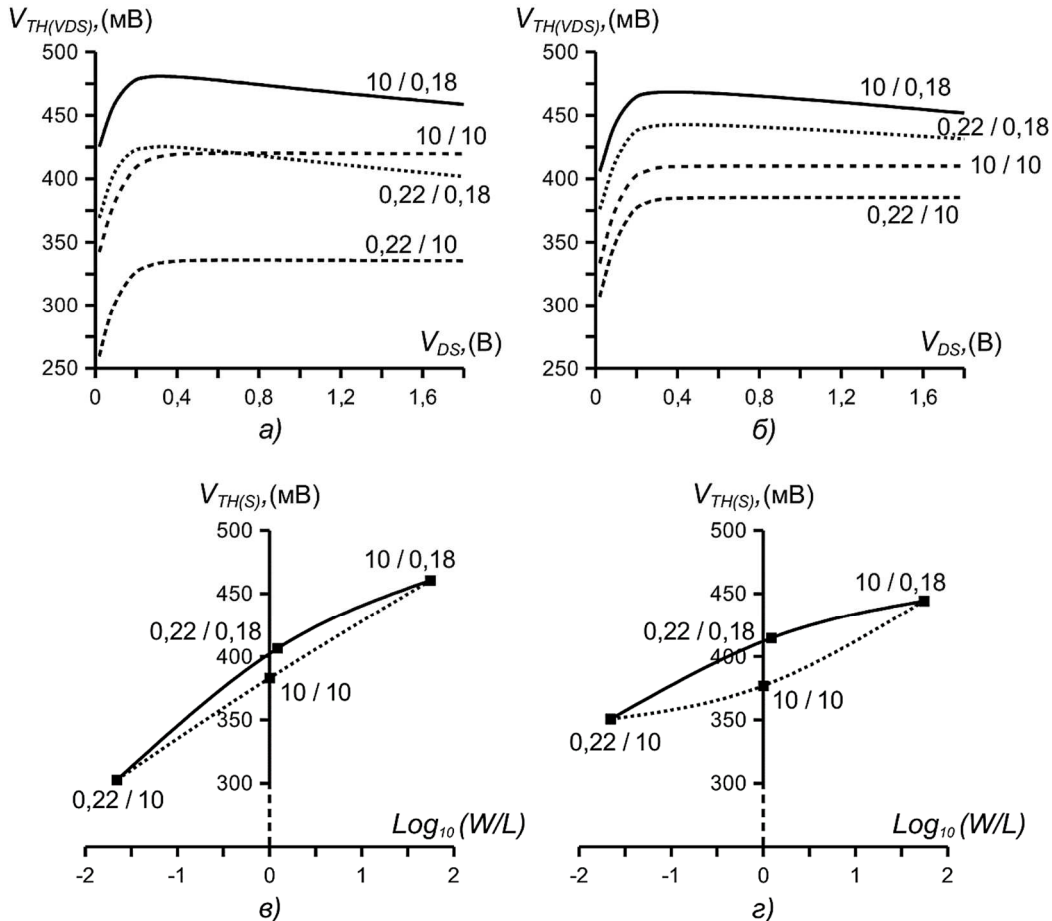


Рисунок 5 – Пороговое напряжение при $V_{DS} = 0,02 \dots 1,8$ В (а, б) и $V_{DS} = 0,1$ В (в, г) для условий $V_{SB} = 0$ В и $T = 27$ °С: а), в) – N-транзисторы; б), г) – P-транзисторы

При увеличении V_{DS} в среднем до 0,35 В наблюдается увеличение значения порогового напряжения. При дальнейшем увеличении V_{DS} напряжение V_{TH} длинноканальных транзисторов практически не изменяется, а для короткоканальных наблюдается уменьшение на 4,5–6 % для N-транзисторов и 2,5–4 % для P-транзисторов. Эффект уменьшения напряжения V_{TH} короткоканальных транзисторов связан с тем, что потенциал стока притягивает носители заряда под окисью затвора и, таким образом, в месте, непосредственно прилегающем к стоку транзистора, помогает инвертировать канал, вызывая, тем самым, уменьшение порогового напряжения [3].

Уменьшение напряжения V_{TH} при увеличении V_{DS} является причиной меньшего малосигнального выходного сопротивления короткоканального транзистора по сравнению с длинноканальным [3].

Пороговое напряжение $V_{TH(VDS)}$ рисунка 5а,б с учетом V_{DS} может быть аппроксимировано выражением:

$$V_{TH(VDS)} = X_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{X_1 + V_{DS}}{X_2}} \right) - X_3 \cdot V_{DS} \quad (7)$$

Коэффициенты X_0, X_1, X_2 , выразим как:

$$X_i = A_{i,0} + \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \cdot \left(A_{i,1} + A_{i,2} \cdot \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \right) + A_{i,3} \cdot \log_{10} L. \quad (8)$$

Отметим, что данное выражение представляет из себя сумму полиномиальной и линейной функций. Аргументом полиномиальной функции является $\log_{10}(W/L)$, аргументом линейной функции является $\log_{10}L$.

Коэффициент X_3 выразим как:

$$X_3 = A_0 + A_1 \cdot e^{A_2 \cdot (A_3 + \log_{10} L)}. \quad (9)$$

На рисунке 5в,г представлены значения порогового напряжения в зависимости от отношения W и L транзистора для условий $V_{DS} = 0,1$ В, $V_{SB} = 0$ В, $T = 27$ °С. Обозначим это напряжение $V_{TH(S)}$. На декаду увеличения отношения W к L пороговое напряжение увеличивается в среднем на 45 мВ для N-транзисторов и на 26 мВ для P-транзисторов. Разброс от среднего значения увеличения порогового напряжения у P-транзисторов существенно выше, чем у N- транзисторов.

Для аппроксимации напряжения $V_{TH(S)}$ рисунка 5в,г между измеренными значениями используем выражение:

$$V_{TH(S)} = A_0 + \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \cdot \left(A_1 + A_2 \cdot \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \right) + A_3 \cdot \log_{10} L. \quad (10)$$

На рисунке 6 представлены диаграммы зависимостей тока стока $I_{TH(S)}$ и крутизны $g_{mTH(S)}$ от W и L транзистора для условий $V_{GS} = V_{TH(S)}$, $V_{DS} = 0,1$ В, $V_{SB} = 0$ В, $T = 27$ °С. Данные диаграммы предлагается аппроксимировать выражением вида:

$$Y = \frac{W}{L} \cdot \left(A_0 + \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \cdot \left(A_1 + A_2 \cdot \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \right) + A_3 \cdot \log_{10} L \right). \quad (11)$$

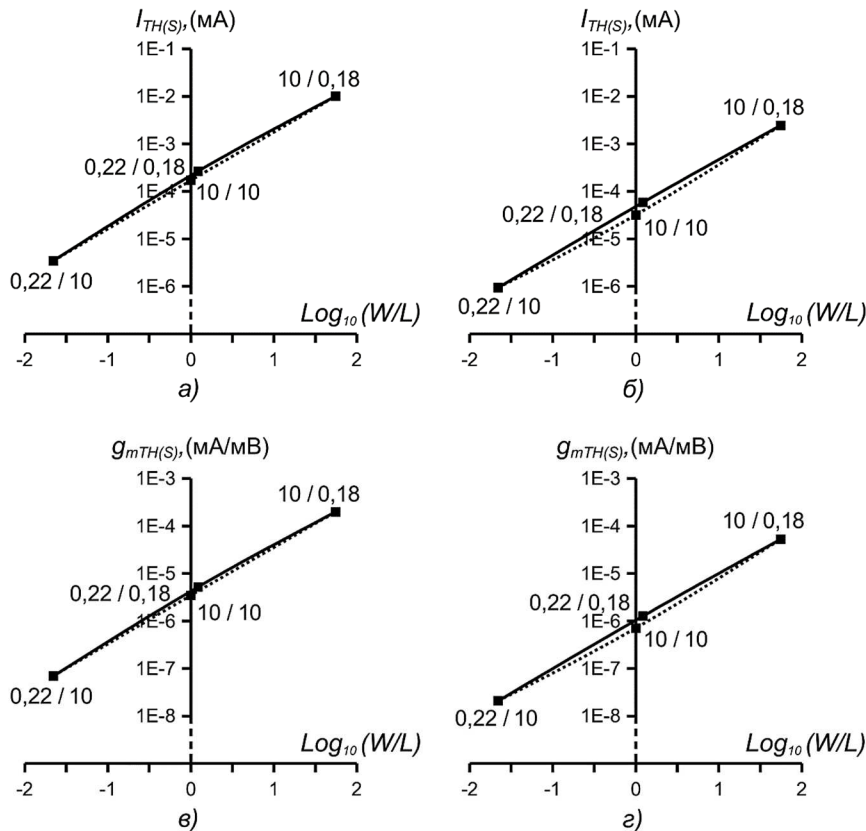


Рисунок 6 – Ток $I_{TH(S)}$ (а, б) и крутизна $g_{mTH(S)}$ (в, г) в зависимости от размеров W и L для условий $V_{GS} = V_{TH(S)}$, $V_{DS} = 0,1$ В, $V_{SB} = 0$ В, $T = 27$ °С:
а), в) – N-транзисторы; б), г) – P-транзисторы

Общее изменение отношения W к L составляет 2525 раз. Общее изменение тока и крутизны составляет 2500–3000 раз. Ток Р-канальных транзисторов в 3,6–5,4 раз меньше, чем N-канальных, крутизна меньше в 3,3–4,9 раз. Как известно, это связано с меньшей подвижностью «дыр», т.е. перемещением электронов в валентной зоне (где они сильнее связаны с ядром атома) по сравнению с подвижностью электронов в зоне проводимости [3].

В подпороговой области уменьшение напряжения V_{GS} на декаду уменьшения тока стока от точки порогового напряжения $V_{TH(S)}$ для N-транзисторов в среднем составляет –104 мВ. Для Р-транзисторов в среднем значение –96 мВ на декаду.

Зависимость порогового напряжения МОП-транзистора от напряжения исток-карман

На рисунке 7а,б представлены диаграммы изменения порогового напряжения при увеличении напряжения исток-карман V_{SB} от 0 до 0,9 В для условий $V_{DS} = 0,1$ В и $T = 27$ °С. Обозначим это напряжение $V_{TH(VSB)}$.

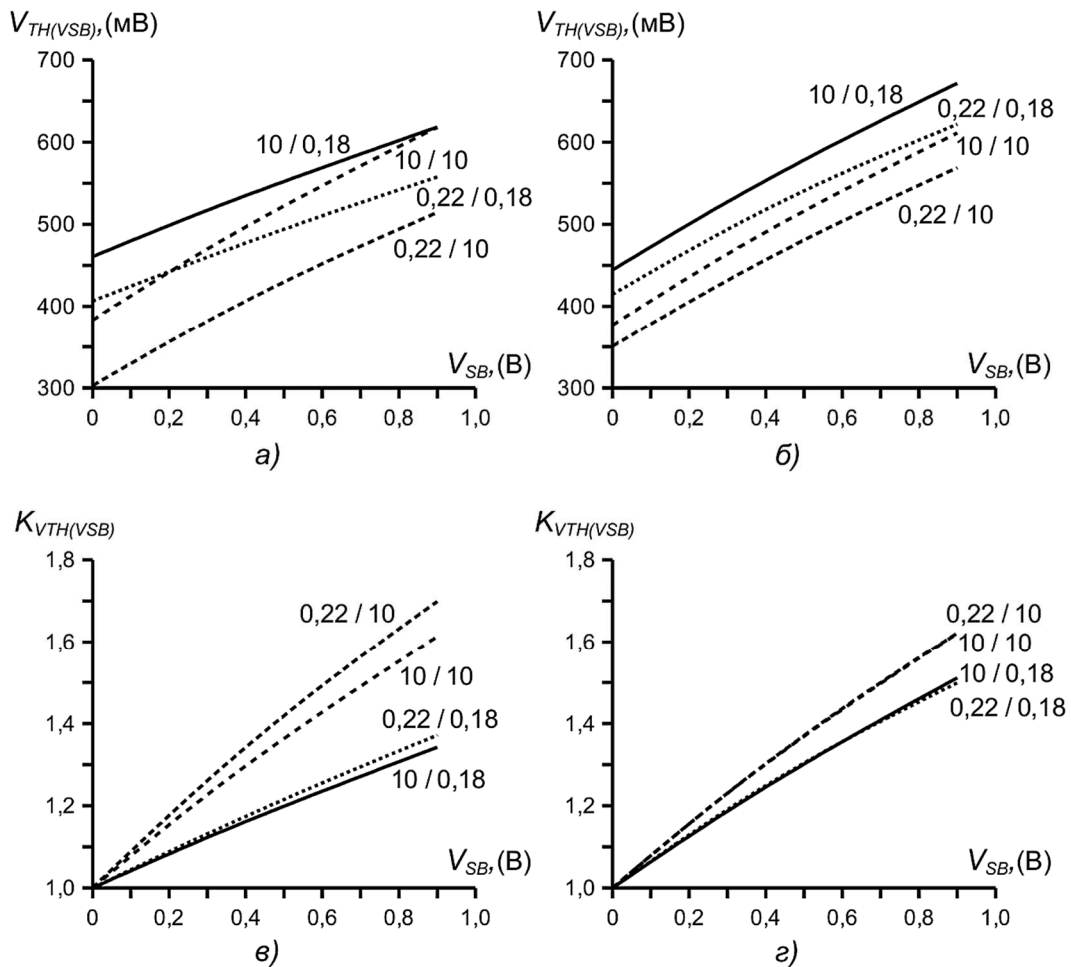


Рисунок 7 – Напряжение $V_{TH(VSB)}$ (а, б) и коэффициент $K_{VTH(VSB)}$ (в, г) при $V_{SB} = 0–0,9$ В для условий $V_{DS} = 0,1$ В, $T = 27$ °С:
 а), в) – N-транзисторы; б), г) – P-транзисторы

Наблюдаемое увеличение напряжения $V_{TH(VSB)}$ связано с тем, что под воздействием потенциала V_{SB} носители заряда притягиваются к истоку и, чтобы сохранить канал инвертированным, напряжение V_{GS} должно быть увеличено [3].

Среднее увеличение $V_{TH(VSB)}$ из-за увеличения V_{SB} для N-транзисторов составляет 178 мВ/В для короткоканальных и 260 мВ/В для длинноканальных. Для Р-транзисторов отличия между короткоканальными и длинноканальными транзисторами менее выражены и составляют 251 мВ/В и 264 мВ/В соответственно.

Пороговое напряжение $V_{TH(VSB)}$ может быть выражено как:

$$V_{TH(VSB)} = V_{TH(S)} \cdot K_{VTH(VSB)} \quad (12)$$

Коэффициент $K_{VTH(VSB)}$ изменения порогового напряжения из-за потенциала напряжения V_{SB} представлен на рисунке 7в,г. Так как $K_{VTH(VSB)}$ зависит от размеров W и L и от значения V_{SB} , выразим его как:

$$K_{VTH(VSB)} = 1 + K_{VSB(WL)} \cdot K_{VSB} \cdot V_{SB}, \quad (13)$$

где $K_{VSB(WL)}$ – составляющая, определяемая размерами W и L :

$$K_{VSB(WL)} = A_0 + \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \cdot \left(A_1 + A_2 \cdot \log_{10}\left(\frac{W}{L}\right) \right) + A_3 \cdot \log_{10} L, \quad (14)$$

и K_{VSB} – составляющая от значения напряжения V_{SB} :

$$K_{VSB} = 1 + V_{SB} \cdot (A_1 + A_2 \cdot V_{SB}). \quad (15)$$

На рисунке 8 представлены изменения тока стока $I_{TH(VSB)}$ и крутизны $g_{mTH(VSB)}$ при $V_{SB} = 0-0,9$ В для условий $V_{GS} = V_{TH(VSB)}$, $V_{DS} = 0,1$ В, $T = 27$ °С.

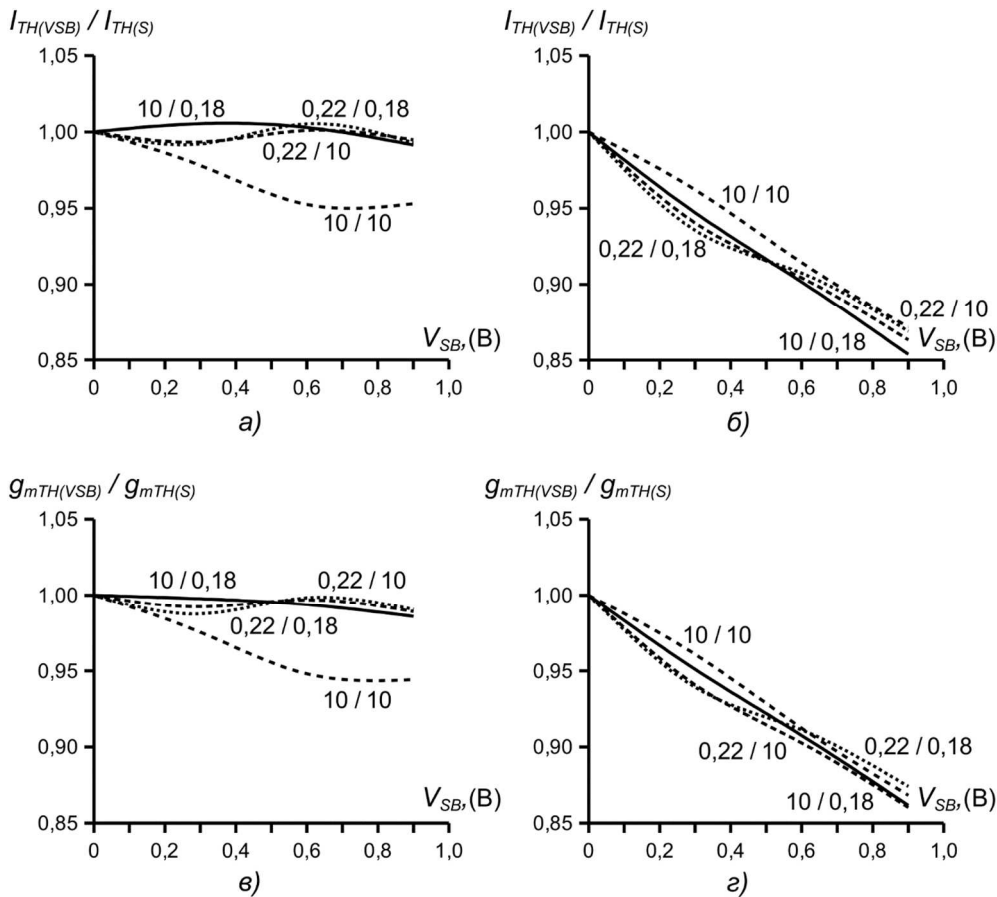


Рисунок 8 – Изменения тока $I_{TH(VSB)}$ (а, б) и крутизны $g_{mTH(VSB)}$ (в, г) при $V_{SB} = 0-0,9$ В для условий $V_{GS} = V_{TH(VSB)}$, $V_{DS} = 0,1$ В, $T = 27$ °С:
а), в) – N-транзисторы; б), г) – P-транзисторы

Для N-канального транзистора с $W/L = 10/10$ мкм наблюдается уменьшение тока стока и крутизны, но не более чем на 6 %. Для остальных N-канальных транзисторов $I_{TH(VSB)}$ и $g_{mTH(VSB)}$ практически не меняются. Для P-канальных транзисторов $I_{TH(VSB)}$ и $g_{mTH(VSB)}$ монотонно падают со средним значением – 16 % на вольт.

Увеличение напряжения V_{SB} практически не влияет на значение наклона тока стока в подпороговой области. Однако, происходящее одновременно с этим увеличение напряжения $V_{TH(VSB)}$ приводит к существенному уменьшению тока при $V_{GS} = 0$ (особенно у N-транзисторов).

Зависимость порогового напряжения МОП-транзистора от температуры

Рассмотрим, как пороговое напряжение изменяется с температурой. Из [3] имеем:

$$\frac{\partial V_{THN}}{\partial T} \approx -\frac{k}{q} \cdot \ln \frac{N_{D,poly}}{N_A} \quad (16)$$

Значение $k/q \approx 86$ мкВ – изменение теплового напряжения с температурой. Так как $N_{D,poly}$ на 3 – 4 порядка превышает N_A , то изменение порогового напряжения на один градус в среднем в 10 раз превышает значение k/q .

На рисунке 9а,б представлены диаграммы изменения порогового напряжения при изменении температуры от -40 до $+125$ °С для условий $V_{DS} = 0,1$ В и $V_{SB} = 0$ В. Обозначим это напряжение $V_{TH(T)}$. Как следует из рисунка, с увеличением температуры напряжение $V_{TH(T)}$ уменьшается со средним значением $-0,82$ мВ/°С для N-транзисторов и $-0,92$ мВ/°С для P-транзисторов.

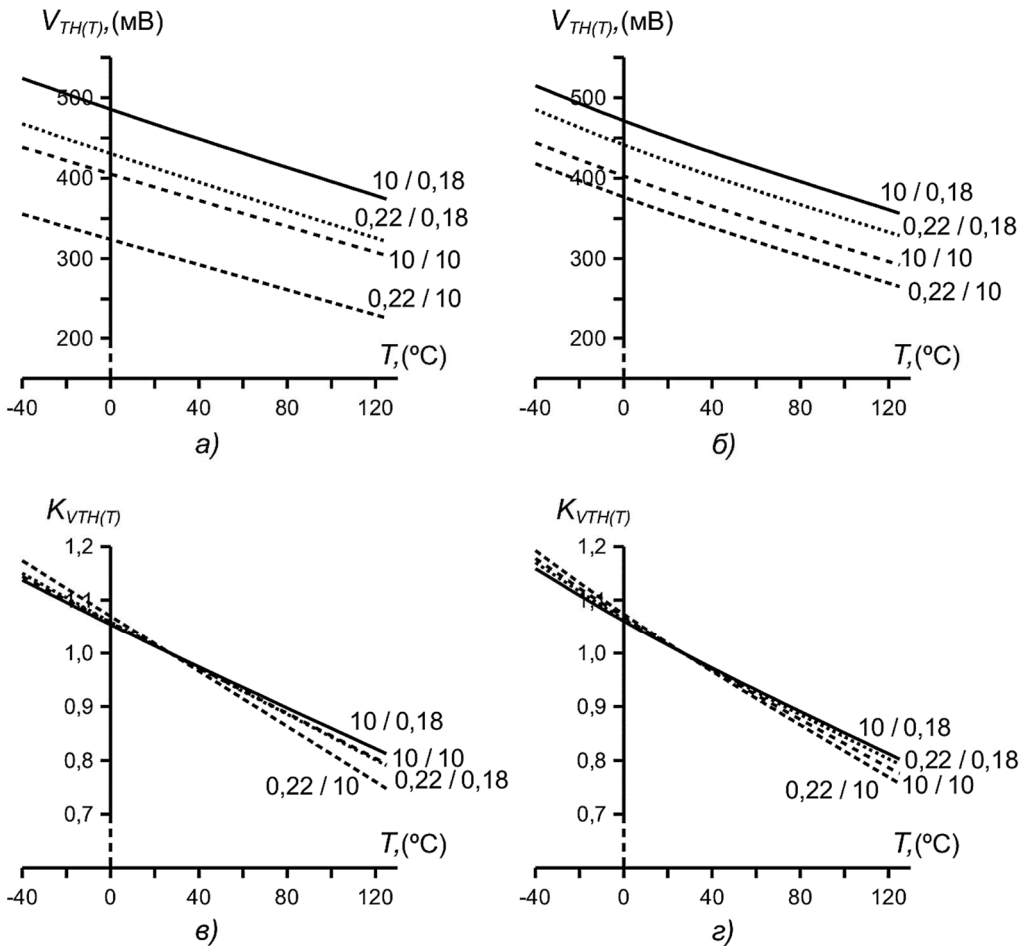


Рисунок 9 – Напряжение $V_{TH(T)}$ (а, б) и коэффициент $K_{VTH(T)}$ (в, г) при $T = -40 \dots +125$ °С для условий $V_{DS} = 0,1$ В, $V_{SB} = 0$ В:
а), в) – N-транзисторы; б), г) – P-транзисторы

На основании выражения изменения порогового напряжения при изменении температуры, представленного в [3], запишем:

$$V_{TH(T)} = V_{TH(S)} \cdot K_{VTH(T)} \quad (17)$$

Коэффициент $K_{VTH(T)}$ изменения порогового напряжения от температуры представлен на рисунке 9в,г. Так как $K_{VTH(T)}$ зависит от размеров W и L и от значения температуры, выразим его как:

$$K_{V_{TH}(T)} = 1 + K_{T(WL)} \cdot K_T \cdot (t^\circ - 27), \quad (18)$$

где $K_{T(WL)}$ – составляющая, определяемая размерами W и L:

$$K_{T(WL)} = A_0 + \log_{10} \left(\frac{W}{L} \right) \cdot \left(A_1 + A_2 \cdot \log_{10} \left(\frac{W}{L} \right) \right) + A_3 \cdot \log_{10} L, \quad (19)$$

и K_T – составляющая от значения температуры:

$$K_T = 1 + (t^\circ - 27) \cdot (A_1 + A_2 \cdot (t^\circ - 27)). \quad (20)$$

Известно, что с увеличением температуры уменьшается не только пороговое напряжение, но и подвижность носителей [3]. На рисунке 10 представлены изменения тока стока $I_{TH(T)}$ и крутизны $g_{mTH(T)}$ при $T = -40 \dots +125 \text{ }^\circ\text{C}$ для условий $V_{GS} = V_{TH(T)}$, $V_{DS} = 0,1 \text{ В}$, $V_{SB} = 0 \text{ В}$. Как следует из диаграмм, изменения эти нелинейны и зависят от размеров W и L и значения температуры. Для N-канальных транзисторов изменения проявляются сильнее, чем для P-канальных, где ток стока практически не изменяется.

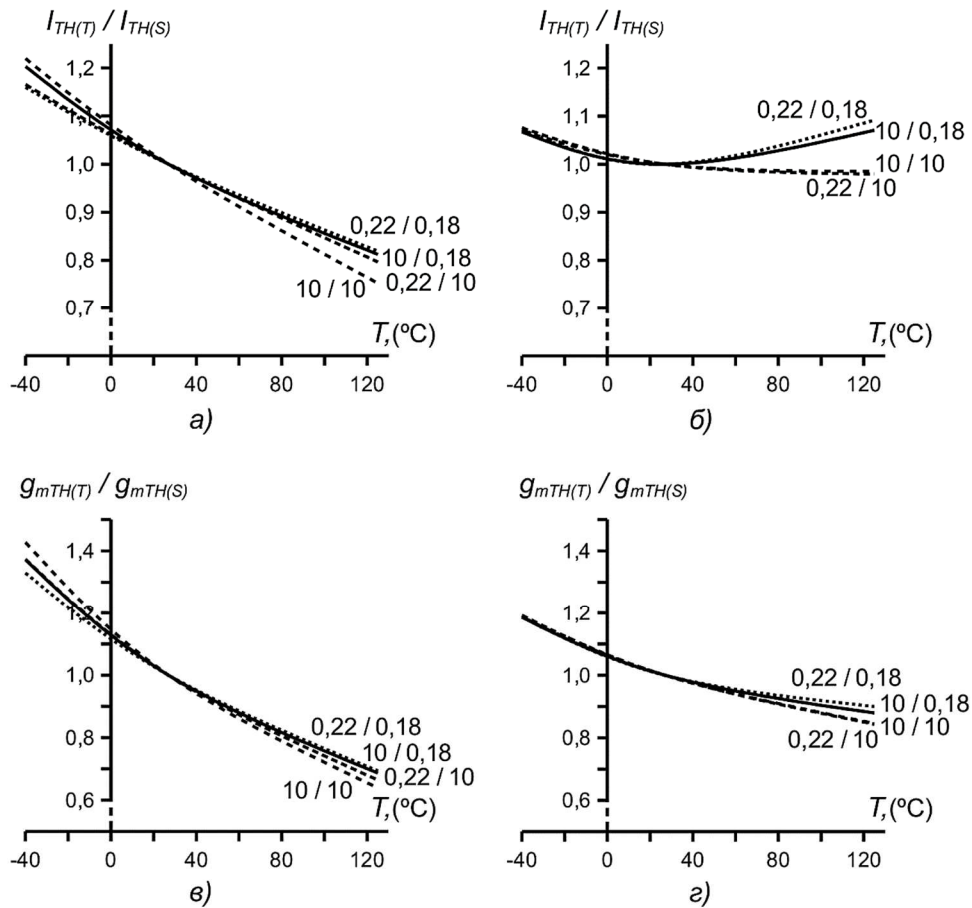


Рисунок 10 – Изменения тока $I_{TH(T)}$ (а, б) и крутизны $g_{mTH(T)}$ (в, г) при $T = -40 \dots +125 \text{ }^\circ\text{C}$ для условий $V_{GS} = V_{TH(T)}$, $V_{DS} = 0,1 \text{ В}$, $V_{SB} = 0 \text{ В}$: а), в) – N-транзисторы; б), г) – P-транзисторы

Значение температуры также влияет на скорость изменения тока стока в подпороговой области. Подпороговый наклон N-транзисторов при $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ и $+125 \text{ }^\circ\text{C}$ в среднем составляет -92 мВ и -127 мВ на декаду уменьшения тока от точки порогового напряжения. Для P-транзисторов в среднем -87 мВ и -117 мВ на декаду соответственно. Одновременное уменьшение напряжения $V_{TH(T)}$ и подпорогового наклона из-за увеличения температуры является одной из основных причин многократного увеличения тока стока при $V_{GS} = 0$. При изменении температуры от -40 до $+125 \text{ }^\circ\text{C}$ данное увеличение может составить до четырех порядков.

Выбор параметров W и L МОП-транзистора

При разработке интегральных схем выбор параметров W и L затвора (канала) транзистора является результатом компромисса между коэффициентом усиления и частотой единичного усиления. При оптимизации по частоте единичного усиления необходимо использовать короткоканальные транзисторы с напряжением V_{OVN} около 5 % от напряжения питания, что, однако, уменьшит выходное сопротивление и динамический диапазон, увеличит ток стока. При оптимизации по коэффициенту усиления необходимо увеличивать длину затвора и уменьшать V_{OVN} , т.е. работать в окрестности порогового напряжения. Распространенной рекомендацией в общей аналоговой практике является использование длины затвора 2–5 раз от минимальной. [3]

Так как при уменьшении отношения W к L канала транзистора пороговое напряжение уменьшается необходимо использовать транзисторы с несколькими затворами. Особенно это актуально при проектировании схем с пониженным напряжением питания.

Заключение

Исследованы изменения порогового напряжения, тока стока и крутизны МОП-транзисторов в зависимости от ширины и длины затвора (канала), напряжений сток-исток и исток-карман и температуры. Представлен метод расчета порогового напряжения МОП-транзисторов по аппроксимирующим выражениям с учетом перечисленных переменных параметров.

Метод заключается в предварительном расчете порогового напряжения для заданных ширины и длины затвора и действующего напряжения сток-исток для условий нулевого напряжения исток-карман и температуры +27 °С. Далее осуществляется коррекция полученного напряжения с учетом действующих напряжений исток-карман и температуры. Представлены соответствующие аппроксимирующие выражения.

Достоинством данного метода является отсутствие необходимости создания тестовых схем, вычислительная простота и, соответственно, высокая скорость получения результата. Метод позволяет получить пороговое напряжение с погрешностью не более $\pm 10\%$, что в большинстве практических случаев является приемлемым.

В ситуациях, при которых данная погрешность становится критической, возможно повышение точности аппроксимации. Для этого необходимо увеличивать количество исходных точек при расчетах коэффициентов полиномов аппроксимирующих выражений, а также степень полиномов. Функции, аргументом которых является $\log_{10}L$, также могут быть представлены полиномом.

Литература

1. Dreslinski R.G., [et al.]. Near-Threshold Computing: Reclaiming Moore's Law Through Energy Efficient Integrated Circuits // Proceedings of the IEEE. – 2010. – Vol. 98. – № 2. – P. 253–266.
2. Wey I-Chyn, [et al.]. Near-Threshold-Voltage Circuit Design: The Design Challenges and Chances // International SoC Design Conference. 3–6 Nov. 2014. Jeju, South Korea. – 2014. – P. 138 – 141.
3. Baker R.J. CMOS Circuit Design, Layout, and Simulation. 3-rd Edition. – Wiley, 2010. – 1208 p.
4. Rakus M., Stopjakova V., Arbet D. Design techniques for low-voltage analog integrated circuits // Journal of Electrical Engineering. – 2017. – Vol. 68. – № 4. – P. 245–255.
5. Зайцев А.А. Расчет порогового напряжения субмикронных МОП транзисторов с помощью полиномиальной аппроксимации его значений для граничных и центральных размеров ширины и длины канала // Фундаментальные проблемы радиоэлектронного приборостроения. – 2018. – Т 18. – № 1. – С. 142–145.
6. Эннс В.И., Кобзев Ю.М. Проектирование аналоговых КМОП – микросхем : Краткий справочник разработчика. – М. : Горячая линия – Телеком, 2005. – 454 с.

References

1. Dreslinski R.G., [et al.]. Near-Threshold Computing: Reclaiming Moore's Law Through Energy Efficient Integrated Circuits // Proceedings of the IEEE. – 2010. – Vol. 98. – № 2. – P. 253–266.
2. Wey I-Chyn, [et al.]. Near-Threshold-Voltage Circuit Design: The Design Challenges and Chances // International SoC Design Conference. 3–6 Nov. 2014. Jeju, South Korea. – 2014. – P. 138–141.

3. Baker R.J. CMOS Circuit Design, Layout, and Simulation. 3-rd Edition. – Wiley, 2010. – 1208 p.
4. Rakus M., Stopjakova V., Arbet D. Design techniques for low-voltage analog integrated circuits // Journal of Electrical Engineering. – 2017. – Vol. 68. – № 4. – P. 245–255.
5. Zaitsev A.A. Evaluation of threshold voltage of submicron CMOS-transistors using polynomial approximations of its values for the utmost and central sizes of width and length of the channel // Fundamental problems of radioengineering and device construction. – 2018. – Vol. 18. – № 1. – P. 142–145.
6. Enns V.I., Kobzev Yu.M. Design of analog CMOS-microcircuits. A short handbook for designer. – M. : Hot line – Telecom, 2005. – 454 p.

621.01

ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОСТЕЙШИХ ДВИЖЕНИЙ ТЕЛ С ПОМОЩЬЮ НОВЫХ ЗАКОНОВ



DYNAMIC ANALYSIS OF THE SIMPLEST MOVEMENTS OF BODIES USING NEW LAWS

Смелягин Анатолий Игоревич

доктор технических наук, профессор
кафедры наземного транспорта и механики,
Кубанского государственного
технологического университета
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. Используя новые законы и уравнения движения материальных объектов проведено исследование поступательного, вращательного и плоскопараллельного движения материальных тел. Результаты исследования доказывают адекватность полученных ранее моделей реальным материальным объектам. Это позволяет рекомендовать новые законы и уравнения механики к широкому практическому применению.

Annotation. Using new laws and equations of motion of material objects, a study is made of the translational, rotational and plane-parallel motion of material bodies. The results of the study prove the adequacy of previously obtained models to real material objects. This allows us to recommend new laws and equations of mechanics for wide practical application.

Ключевые слова: законы, поступательное движение, вращательное движение, плоскопараллельное движение, сила, момент, работа, кинематические характеристики, закон движения, скорость, ускорение, масса, момент инерции.

Keywords: laws, translational motion, rotational motion, plane-parallel motion, force, moment, work, kinematic characteristics, law of motion, speed, acceleration, mass, moment of inertia.

Введение

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

Фундамент современной классической механики построен на трудах Галилея, Ньютона, Эйлера [4–6] и выведенных из них общих теорем динамики, принципа Даламбера, уравнений Лагранжа и таких понятиях, как материальное тело, материальная точка, масса, движение, покой, пространство, время, кинематические характеристики движения, меры движения, взаимодействие, связь, меры взаимодействия (равновесие) [1–8].

Анализ законов-аксиом И. Ньютона показывает, что, строго говоря, они не являются ни законами и ни аксиомами. Это обусловлено тем, что они описывают движение только не существующих в природе объектов, а именно материальных точек [7–12]. Поэтому в [13] были:

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

Приведём на конкретных примерах практическое применение полученных в [13] законов и докажем их достоверность.

При исследовании движения тел примем, что на тела действуют постоянные внешние силы и моменты сил. Движение тел происходит при нулевых начальных условиях.

Поступательное движение материальных тел

Пусть материальное тело (рис. 1) массой m совершает поступательное движение S под действием силы F . Также на тело действуют сила трения $F_{\text{тр}}$ и сила инерции F . Необходимо найти закон движения тела и его скорость.

Так как тело совершает поступательное движение, то его исследование будем определять по движению центра масс.

Приложим к центру масс все действующие на тело силы и кинематические параметры (рис. 1).

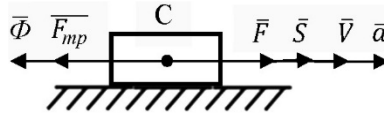


Рисунок 1 – Поступательно движущееся тело

Для исследования движения тела воспользуемся законом движения материальных тел, полученным в [13].

Работа внешних и инерционных взаимодействий материальных тел в любое мгновение равны между собой.

$$\sum A_{ij} = \sum A_{\phi ij}. \quad (1)$$

где A_{ij} – работа на исследуемом перемещении объекта, совершаемая всеми внешними (активными) взаимодействиями; $A_{\phi ij}$ – работа на исследуемом, перемещении объекта, совершаемая всеми инерционными взаимодействиями; i – число взаимодействий; j – число степеней свободы у объекта.

Следовательно, если исследуемый объект Вселенной имеет несколько степеней свободы, то для изучения его движения необходимо записывать столько уравнений (1), сколько у него степеней свободы.

Найдём число степеней свободы (подвижность W) исследуемого тела.

В соответствии с [14–17] подвижность исследуемого тела определится по формуле:

$$W = \Pi n - \sum_{i=1}^{\Pi-1} (\Pi - i) p_i, \quad (2)$$

где Π – подвижность пространства в котором существует исследуемый объект; n – число тел из которых состоит объект; $i = 1, 2, 3, \dots$ – целочисленный индекс; p – число кинематических пар i – той подвижности.

Исследуемый объект существует в одномерном ($M = 1$) и одноподвижном ($\Pi = 1$) пространстве [14–17] и имеет одно материальное тело (звено) и одну одноподвижную кинематическую пару.

После подстановки начальных условий в (2), найдём, что подвижность исследуемого объекта будет равна $W = 1$.

С учётом того, что исследуемый объект имеет одну степень свободы, уравнение (1) примет вид:

$$\sum A_i = \sum A_{\phi i}. \quad (3)$$

Раскроем (3) для поступательно движущегося тела (рис. 1):

$$F \cdot S - F_{\text{тр}} \cdot S = \Phi \cdot S. \quad (4)$$

Известно [1–3], что силы, соответственно, определяются следующим образом:

- трения скольжения:

$$F_{\text{тр}} = fmg, \quad (5)$$

- инерции:

$$\Phi = ma, \quad (6)$$

где f – коэффициент трения скольжения.

С учётом (5) и (6) уравнение (4) примет вид:

$$ma = F - fmg. \quad (7)$$

После преобразования (7) получим:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{F - fmg}{m}. \quad (8)$$

После двукратного интегрирования (8) и, учитывая принятые начальные условия, найдем скорость и закон движения исследуемого объекта

$$V = \frac{F - fmg}{m} t, \quad (9)$$

$$S = \frac{F - fmg}{m} \frac{t^2}{2}. \quad (10)$$

Видно, что (9) и (10) полностью совпадают с ранее известными формулами, что свидетельствует об адекватности моделей реальным объектам.

Вращательное движение материальных тел

Пусть материальное тело (рис. 2) с моментом инерции I совершает вращательное движение φ под действием момента силы M . Так же на тело действуют момент сил трения $M_{тр}$ и момент сил инерции M_{Φ} . Необходимо найти закон движения тела и угловую скорость ω .

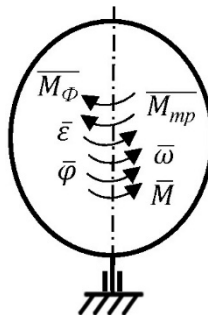


Рисунок 2 – Вращательно движущееся тело

Приложим к телу все действующие на него моменты сил и кинематические параметры (рис. 2).

Для исследования движения тела воспользуемся законом движения материальных тел (1).

Найдём число степеней свободы (подвижность W) исследуемого тела по формуле (2).

Исследуемый объект существует в одномерном ($M = 1$) и одноподвижном ($\Pi = 1$) пространстве и имеет одно материальное тело (звено) и одну одноподвижную кинематическую пару.

После подстановки начальных условий в (2), найдём, что подвижность исследуемого объекта будет равна $W = 1$.

С учётом того, что исследуемый объект имеет одну степень свободы раскроем (3) для вращающегося тела (рис. 2):

$$M \cdot \varphi - M_{тр} \cdot \varphi = M_{\Phi} \cdot \varphi. \quad (11)$$

Известно [1–3], что моменты сил, соответственно, определяются следующим образом:

- трения:

$$M_{тр} = \mu mg, \quad (12)$$

- инерции:

$$M_{\Phi} = I\varepsilon, \quad (13)$$

где μ – коэффициент трения качения; ε – угловое ускорение.

С учётом (12) и (13) уравнение (11) примет вид:

$$I\varepsilon = M - \mu mg. \quad (14)$$

После преобразования (14) получим:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{M - \mu mg}{I}. \quad (15)$$

После двукратного интегрирования (15) и, учитывая принятые начальные условия, найдем скорость и закон движения исследуемого объекта:

$$\omega = \frac{M - \mu mg}{I} t, \quad (16)$$

$$\varphi = \frac{M - \mu mg}{I} \cdot \frac{t^2}{2}. \quad (17)$$

Видно, что (16) и (17) полностью совпадают с ранее известными формулами, что свидетельствует об адекватности моделей реальным объектам.

Плоскопараллельное движение материальных тел

Пусть колесо радиусом R (рис. 3) массой m с моментом инерции $I = mR^2$ совершает плоскопараллельное движение под действием момента силы M . Так же на колесо действуют: момент сил трения M_c ; момент сил инерции M_Φ ; сила сопротивления F ; сила инерции Φ .

Необходимо найти закон движения колеса и его основные кинематические параметры.

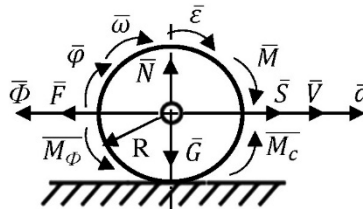


Рисунок 3 – Катящееся колесо

Приложим к телу все действующие на него силы, моменты сил и кинематические параметры (рис. 3).

Для исследования движения колеса воспользуемся законом движения материальных тел (1).

Найдём число степеней свободы (подвижность W) исследуемого колеса по формуле (2).

Исследуемый объект существует в двумерном ($M = 2$) и двухподвижном ($\Pi = 2$) пространстве. Тогда, подвижность колеса в соответствии с (2) определится по формуле:

$$W = \Pi n - p_1. \quad (18)$$

Колесо (рис. 3) имеет одно материальное тело ($n = 1$) и одну одноподвижную кинематическую пару ($p_1 = 1$).

Подставив эти начальные условия в (18), найдём, что подвижность исследуемого объекта определится:

$$W = 2 \cdot 1 - 1 = 1. \quad (19)$$

Из (19) следует, что изучаемый объект имеет одну степень свободы, поэтому для его исследования воспользуемся формулой (3).

Раскроем (3) для катящегося колеса (рис. 3):

$$M \cdot \varphi - M_c \cdot \varphi - F \cdot S = M_\Phi \cdot \varphi + \Phi \cdot S. \quad (20)$$

Свяжем между собой линейные и угловые кинематические параметры

$$S = \varphi R. \quad (21)$$

$$\varphi = \frac{S}{R}. \quad (22)$$

$$S' = \varphi' R. \quad (23)$$

$$\varphi' = \frac{S'}{R}. \quad (24)$$

$$S'' = \varphi'' R. \quad (25)$$

$$\varphi'' = \frac{S''}{R}. \quad (26)$$

Подставив (21–26) в уравнение (20) и учитывая, (6), (12) и (13), получим:

$$M \frac{S}{R} - \mu mg \frac{S}{R} - FS = I \frac{S''}{R} + mS''S. \quad (27)$$

Преобразуем (27):

$$S'' = \frac{\frac{M}{R} - \frac{\mu mg}{R} - F}{2m}. \quad (28)$$

После двукратного интегрирования (28) и, учитывая принятые начальные условия, найдем скорость и закон движения колеса:

$$S' = \frac{\frac{M}{R} - \frac{\mu mg}{R} - F}{2m} t, \quad (29)$$

$$S = \frac{\frac{M}{R} - \frac{\mu mg}{R} - F}{2m} t^2. \quad (30)$$

Видно, что (29) и (30) полностью совпадают с ранее известными формулами, что свидетельствует об адекватности моделей реальным объектам.

Выводы

Подводя итоги отмеченному выше, можно заключить:

- с помощью новых законов движения материальных тел исследованы поступательное, вращательное и плоскопараллельное движения тел;
- найденные законы движения исследованных тел полностью совпадают с ранее изученными;
- это свидетельствует об адекватности предлагаемых законов реальным объектам.

Полученные результаты позволяют рекомендовать новые законы и уравнения механики к широкому практическому применению.

Литература

1. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
2. Голубев Ю.Ф. Основы теоретической механики. – М. : Изд-во МГУ, 2000. – 2-е изд. – 720 с.
3. Кузьмичев В.Е. Законы и формулы физики. – Киев : Наук. Думка, 1989. – 864 с.
4. Галилео Галилей. Избранные труды в двух томах. – М. : Наука, 1964.
5. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М. : Наука, 1989. – 688 с.
6. Эйлер Л. Основы динамики точки. – Москва-Ленинград: НТИ-НКТП СССР, 1938. – 500 с.
7. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 с.
8. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
9. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал И. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 11–16.
10. Смелягин А.И. Законы и понятия классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 3. – С. 21–27.
11. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 17–26.
12. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 21–25.
13. Смелягин А.И. Об основных понятиях и законах классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – № 2. – С. 11–16.

14. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – Москва-Новосибирск : ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
15. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 263 с.
16. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
17. Структура машин, механизмов и конструкций. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 387 с.

References

1. Nikitin N.N. The course of theoretical mechanics. – M. : Higher. school., 1990. – 607 p.
2. Golubev Yu. F. Fundamentals of theoretical mechanics. – M. : Publishing House of Moscow State University, 2000. – 2nd ed. – 720 p.
3. Kuzmichev V.E. Laws and formulas of physics. – Kiev : Science. Dumka, 1989. – 864 p.
4. Galileo Galilei. Selected works in two volumes. – M. : Science, 1964.
5. Newton Isaac. Mathematical principles of natural philosophy. – M. : Nauka, 1989. – 688 p.
6. Euler L. Fundamentals of the dynamics of a point. – Moscow-Leningrad: NTI-NKTP USSR, 1938. – 500 p.
7. Kharlamov P.V. Essays on the foundations of mechanics. Myths, fallacies and mistakes. – Kiev : Science, Dumka, 1995. – 407 p.
8. Ishlinsky A. Yu. Mechanics: ideas, tasks, applications. – M. : Nauka, 1985. – 624 p.
9. Smelyagin A.I. Axioms or laws of motion are formulated I. Newton // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 11–16.
10. Smelyagin A.I. Laws and concepts of classical mechanics // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 3. – P. 21–27.
11. Smelyagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 17–26.
12. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 1. – P. 21–25.
13. Smelyagin A.I. On the basic concepts and laws of classical mechanics // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – № 2. – P. 11–16.
14. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – Moscow-Novosibirsk, INFRA-M, 2008. – 263 p.
15. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. Course design. – M. : INFRA-M, 2019. – 263 p.
16. Smelyagin A.I. The structure of mechanisms and machines. – M. : Higher. school., 2014. – 304 p.
17. The structure of machines, mechanisms and structures. – M. : INFRA-M, 2019. – 387 p.

О РЕАЛЬНЫХ ЗАКОНАХ ДВИЖЕНИЯ



ON THE BASIC CONCEPTS AND LAWS OF THE CLASSICAL MECHANICS

Смелягин Анатолий Игоревич

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

Smelyagin Anatoly Igorevich

Doctor of technical sciences,
Professor Department
of land transport and mechanics,
Kuban state technological university
asmelyagin@yandex.ru

Аннотация. Наука, изучающая механические взаимодействия, движения и равновесие материальных тел, называется Механикой. Фундамент современной классической механики построен на трудах Галилея, Эйлера, законах Ньютона и таких понятиях, как материальное тело, движение, покой, сила, взаимодействие, меры движения, меры взаимодействия. Эти труды и законы позволили сформулировать и вывести основные аксиомы, принципы, теоремы, уравнения механики. Анализ законов-аксиом И. Ньютона показывает, что, строго говоря, они не являются ни законами, ни аксиомами. Это обусловлено тем, что они описывают движение только не существующих в природе объектов, а именно материальных точек. Поэтому они и все полученные на их основе теоретические выводы, теоремы, уравнения являются приближенными. Следовательно, классическая механика нуждается в построении новых теоретических основ и понятий. Опираясь на современные знания и понятия, в работе формулируются основные аксиомы – законы, которые моделируют взаимодействия и движения материальных объектов.

Annotation. A science that studies mechanical interactions, movements, and the equilibrium of material bodies is called Mechanics. The foundation of modern classical mechanics is based on the works of Galileo, Euler, Newton's laws and such concepts as – material body, motion, peace, strength, interaction, measure of motion, measure of interaction. These works and laws made it possible to formulate and derive the main axioms, principles, theorems, equations of mechanics. The analysis of laws – I. Newton's axioms shows that, strictly speaking, they are neither laws, nor axioms. This is due to the fact that they describe the movement of only objects that do not exist in nature, namely, material points. Therefore, they and all the theoretical conclusions, theorems, and equations derived from them are approximate. Consequently, classical mechanics needs to build new theoretical foundations and concepts. Based on modern knowledge and concepts, the main axioms are formulated in the work – laws that model the interactions and movements of material objects.

Ключевые слова: аксиомы, законы, взаимодействие, механическое движение, меры движения, меры взаимодействия, покой, равновесие, сила, момент, масса, момент инерции, ускорение.

Keywords: axioms, laws, interaction, mechanical motion, measures of motion, measures of interaction, peace, equilibrium, force, moment, mass, moment of inertia, acceleration.

Введение

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

Фундамент современной классической механики построен на трудах Галилея, Ньютона, Эйлера [4–6] и выведенных из них общих теорем динамики, принципа Даламбера, уравнений Лагранжа и таких понятиях, как материальное тело, материальная точка, масса, движение, покой, пространство, время, кинематические характеристики движения, меры движения, взаимодействие, связь, меры взаимодействия (равновесие) [1–12].

Анализ законов-аксиом И. Ньютона показывает, что, строго говоря, они не являются ни законами и ни аксиомами. Это обусловлено тем, что они описывают движение только не существующих в природе объектов, а именно материальных точек [7–12].

- «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», пока однозначно не определены.

Тем не менее, современная классическая механика, несмотря на то, что со времен Галилея, Ньютона и Эйлера быстро развивалась, базируется на «законах», сформулированных в XV–XVII веках. Однако любая развивающаяся наука не может в своей основе иметь законы, представляющие собой «вечные», причем не корректные истины.

Поэтому в [13] были:

- проанализированы, уточнены и сформулированы основные понятия классической механики;

- показана некоторая терминологическая некорректность и избыточность классической механики;

- определены основные критерии, определяющие механическое движение материальных тел;

- сформулированы законы движения и равновесия материальных тел и точек.

Основываясь на современных понятиях и знаниях [3–14], ещё раз рассмотрим и исследуем основные причины движения материальных тел.

Материальное тело характеризуется массой [13].

Масса – это количество вещества (материи), находящегося в теле.

Масса может в теле распределяться равномерно (однородное тело) и неравномерно (неоднородное тело).

Масса тела m при различном её распределении, соответственно, определяются:

$$m = \int \rho(h)dh,$$

где ρ – плотность распределения массы; h – соответственно, длина, площадь или объём материального тела.

Из [13] следует, что движения и равновесия объектов Вселенной, происходит в результате того, что все материальные тела взаимодействуют между собой.

Взаимодействие (Interaction) – это действие объектов Вселенной друг на друга.

Взаимодействия многообразны по своей природе, свойствам, действию и могут быть, например, духовными, социальными, биологическими, материальными, гравитационными, фрикционными, реактивными, инерционными, выталкивания, отталкивания, притяжения, сильными, слабыми, магнитными, электрическими, тепловыми и так далее.

Взаимодействие объектов приводит к изменению их *состава, формы, движения и совершению работы*.

Так как в классической механике исследуются только движения материальных тел, в дальнейшем в работе будут рассматриваться только механические взаимодействия.

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

Взаимодействия материальных объектов *парны, равновелики и противоположно направлены*.

Если взаимодействия тел приводят к изменению их предшествующего состояния – движению или его изменению, то в телах возникают *инерционные составляющие взаимодействия*. Эти инерционные взаимодействия стремятся сохранять предыдущее состояние тел.

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

При исследовании движения материальных тел обычно слабыми взаимодействиями, которые практически не влияют на основное движение объекта, пренебрегают.

Взаимодействия материальных объектов обычно разделяют на *контактные* и *бесконтактные*.

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

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

Взаимодействия материальных объектов осуществляется посредством *полей*. Действие полей на объекты обычно приводят к *распределенным нагрузкам* и *моментам*.

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

Если при исследовании движения материальных объектов удобно не учитывать взаимодействующий объект с исследуемым, то, применяя принцип освобождения от взаимодействий, его можно виртуально *устранить*. При этом накладываемые этим телом взаимодействия и ограничения на исследуемый объект, чтобы его состояние не изменилось, следует заменять *реакциями* (нагрузками) и описывать соответствующими *уравнениями и неравенствами*.

Нагрузки, действующие на исследуемый объект, в свою очередь целесообразно разделить на *внешние, внутренние, инерционные, реактивные*.

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

К внешним нагрузкам отнесем такие нагрузки, которые возникают в результате взаимодействия тел и *не зависят от кинематических параметров их движения*.

Внутренние нагрузки возникают в объекте в результате взаимодействия материальных точек, входящих в систему исследуемого тела. Внутренние нагрузки могут изменять форму исследуемого тела, но они не влияют на его движение.

Инерционные нагрузки возникают в объекте в результате его ответного действия (реакции), которое направлено на сохранение своего предыдущего состояния. Инерционные нагрузки возникают только в том случае если исследуемый объект в результате действия взаимодействий начинает перемещаться или изменяет своё движение. Инерционные нагрузки *зависят от кинематических параметров движения* исследуемого объекта.

Реактивные нагрузки возникают тогда, когда исследуемый объект в процессе движения *изменяет свою массу или момент инерции*.

Так как на практике анализ и расчет полей и распределённых нагрузок представляет собой сложную задачу, то с целью упрощения моделирования процессов взаимодействия тел в классической механике вводят понятия мер взаимодействия [13].

Меры взаимодействия:

- сила;
- момент силы;
- момент пары сил;
- импульс силы;
- импульс момента силы;
- импульс пары сил;
- работа.

Рассмотрим эти меры [13].

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

Сила – это искусственная математическая абстракция, возникающая в результате локализации силовых полей (давлений, распределённых нагрузок). Силы могут возникать только при взаимодействии материальных точек, так как они не имеют размеров и поэтому у них нет и не может быть силовых полей. Так как материальных точек в природе не существует, нет в природе и сил [13].

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

$$\vec{F} = \int \vec{q}(h)dh, \quad (1)$$

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

Силы так же можно определять через:

- проекции на координатные оси:

$$\vec{F} = F_x \cdot \vec{i} + F_y \cdot \vec{j} + F_z \cdot \vec{k}, \quad (2)$$

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

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

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

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

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

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

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

$$\vec{M} = \vec{F} \times \vec{r}, \quad (3)$$

где \vec{r} – радиус вектор.

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

$$\vec{S}_F = \int \vec{F}(t) dt. \quad (4)$$

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

$$\vec{S}_M = \int \vec{M}(t) dt. \quad (5)$$

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

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

$$A_F = \int \vec{F}(\vec{s}) \cdot d\vec{s} \quad (6)$$

и

$$A_M = \int \vec{M}(\vec{\varphi}) \cdot d\vec{\varphi}, \quad (7)$$

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

Продифференцировав (6) и (7), найдём элементарную работу сил:

$$dA_F = \vec{F}(\vec{s}) \cdot d\vec{s} \quad (8)$$

и моментов сил:

$$dA_M = \vec{M}(\vec{\varphi}) \cdot d\vec{\varphi}, \quad (9)$$

Итак, приведённые выше основные меры движения, которые нашли применение в классической механике, облегчают её восприятие и применение. Однако они не являются необходимыми для построения основ её теории.

Законы движения материальных тел и механических систем

Все материальные объекты и механические системы Вселенной взаимодействуют друг с другом, что приводит их к движению.

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

При разработке, создании и исследовании таких объектов обязательно проводится их динамический анализ.

При динамическом анализе материальных объектов используют законы Ньютона, которые были сформулированы для абстрактной материальной точки, и выведенные на их основе общие уравнения динамики, принцип Даламбера и другие уравнения [1–3].

Основываясь на современных понятиях и знаниях в [13, 14], сформулированы основные законы Вселенной, главные из которых приведены ниже.

Законы-Аксиомы Вселенной

1. Вселенная – это все то, что существует.
2. Вселенная одна и поэтому она консервативна.
3. Вселенная разнообразна по составу.
4. Материя – один из объектов Вселенной.
5. Материя – хранилище вещества (массы).
6. Масса Вселенной постоянна.
7. Объекты Вселенной взаимодействуют между собой.
8. Взаимодействия объектов парны, равновелики и разнонаправлены.
9. Взаимодействие объектов приводит к изменению их состава, движения и совершению работы.
10. Работы взаимодействующих материальных тел на любом перемещении равны между собой.
11. Движение объектов Вселенной относительно.
12. Материальные тела Вселенной инертны, то есть они всегда препятствуют изменению их первоначального состояния.
13. Вселенная дуальна, то есть все объекты Вселенной одновременно движутся и покоятся.

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

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

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

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

Законы-Аксиомы движения

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

$$I_1 = I_2.$$

2. Если на тело действует уравновешенная система взаимодействий, то оно движется с постоянной скоростью ($\vec{V} = const$) или находится в покое ($\vec{V} = 0$).

3. Работы (элементарная, виртуальная) внешних и инерционных взаимодействий материальных тел на любом перемещении равны между собой:

$$\sum A_{ij} = \sum A_{\Phi ij}, \quad (10)$$

$$\sum dA_{ij} = \sum dA_{\Phi ij}, \quad (11)$$

$$\sum \delta A_{ij} = \sum \delta A_{\Phi ij}, \quad (12)$$

где A_{ij} – работа на исследуемом перемещении объекта, совершаемая всеми внешними (активными) взаимодействиями; $A_{\Phi ij}$ – работа на исследуемом, перемещении объекта, совершаемая всеми инерционными взаимодействиями; i – число взаимодействий; j – число степеней свободы у объекта.

Следовательно, если исследуемый объект Вселенной имеет несколько степеней свободы, то для изучения его движения необходимо записывать столько уравнений (10–12), сколько у него степеней свободы.

Для удобства дальнейшего применения уравнений (10–12) распишем их только для объекта с одной степенью свободы и в более развернутом виде [18]:

$$\sum A_i + \sum A_{Rei} = \sum A_{\Phi i}, \quad (13)$$

$$\sum dA_i + \sum dA_{Rei} = \sum dA_{\Phi i}, \quad (14)$$

$$\sum \delta A_i + \sum \delta A_{Rei} = \sum \delta A_{\Phi i}, \quad (15)$$

где A_i , $A_{\Phi i}$, A_{Rei} – работы на исследуемом перемещении, совершаемые i -ми активными, инерционными и реактивными взаимодействиями, соответственно.

Уравнения (13–15) для материальных тел и механических систем удобнее представить в следующем виде:

$$\sum A_{Fi} + \sum A_{Mi} + \sum A_{Rei} + \sum A_{MRei} = \sum A_{\Phi i} + \sum A_{M\Phi i}, \quad (16)$$

$$\sum dA_{Fi} + \sum dA_{Mi} + \sum dA_{Rei} + \sum dA_{MRei} = \sum dA_{\Phi i} + \sum dA_{M\Phi i}, \quad (17)$$

$$\sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{Rei} + \sum \delta A_{MRei} = \sum \delta A_{\Phi i} + \sum \delta A_{M\Phi i}, \quad (18)$$

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

A_{Rei} и A_{MRei} – работы, совершаемые i -ми реактивными силами инерции и реактивными моментами сил инерции, соответственно;

Анализ уравнений (16–18) показывает, что в них входят работы, создающие как поступательные, так и вращательные движения материальных тел и механических систем. Так как исследуемые объекты в любое мгновение находятся в равновесии, то очевидно, что и работы, создающие как поступательные, так и вращательные движения в это мгновение по отдельности будут равны друг другу. Тогда уравнения (16–18) можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} \sum A_{Fi} + \sum A_{Rei} = \sum A_{\Phi i} \\ \sum A_{Mi} + \sum A_{MRei} = \sum A_{M\Phi i} \end{cases}; \quad (19)$$

$$\begin{cases} \sum dA_{Fi} + \sum dA_{Rei} = \sum dA_{\Phi i} \\ \sum dA_{Mi} + \sum dA_{MRei} = \sum dA_{M\Phi i} \end{cases}; \quad (20)$$

$$\begin{cases} \sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{Rei} = \sum \delta A_{\Phi i} \\ \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{MRei} = \sum \delta A_{M\Phi i} \end{cases} 0. \quad (21)$$

Следует отметить, что уравнения (19–21) записаны для тел и механических систем с одной степенью свободы. Однако они справедливы и для тел и механических систем с любым числом степеней свободы. Если исследуемый объект имеет несколько степеней свободы, то эти уравнения, соответственно, надо писать для каждой степени свободы исследуемого объекта.

Уравнения (10–21) можно, как это сделано в [14], записать и в проекциях на координатные оси прямоугольной системы координат.

Так как в статических системах отсутствует движение, то у них работа инерционных взаимодействий равна нулю. Более того, так как непосредственно определить работу у статических систем не представляется возможным (отсутствует перемещение), то следует воспользоваться искусственными приёмами, применяемыми в аналитической механике, а именно, переводом реакций опор во внешние силы, путём подбора соответствующих опор и определением виртуальной работы.

Тогда уравнения (21) для статических систем примут вид:

$$\begin{cases} \sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{Rei} = 0 \\ \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{MRei} = 0 . \end{cases} \quad (22)$$

Для статических систем, на которые не действуют реактивные силы, уравнения (22) примут вид:

$$\begin{cases} \sum \delta A_{Fi} = 0 \\ \sum \delta A_{Mi} = 0 . \end{cases} \quad (23)$$

Уравнения (22) и (23) позволяют находить неизвестные реакции в опорах статически определимых систем независимо друг от друга.

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

Известно [13], что силы и сосредоточенные моменты сил действуют только на материальные точки и эти понятия используются при приближённых расчётах материальных тел. Для определения уравнений движения материальных точек сообщим им элементарные перемещения и распишем систему (19).

В результате получим:

$$\begin{cases} \sum \bar{F}_i \cdot d\bar{s} + \sum \frac{dm}{dt} \bar{V}_i \cdot d\bar{s} = \sum m \frac{d\bar{V}_i}{dt} \cdot d\bar{s} \\ \sum \bar{M}_i \cdot d\bar{\varphi} + \sum \frac{dI}{dt} \bar{\omega}_i \cdot d\bar{\varphi} = \sum I \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} \cdot d\bar{\varphi} . \end{cases} \quad (24)$$

Преобразуем (24):

$$\begin{cases} \sum (\bar{F}_i + \frac{dm}{dt} \bar{V}_i) \cdot d\bar{s} = \sum m \frac{d\bar{V}_i}{dt} \cdot d\bar{s} \\ \sum (\bar{M}_i + \frac{dI}{dt} \bar{\omega}_i) \cdot d\bar{\varphi} = \sum I \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} \cdot d\bar{\varphi} . \end{cases} \quad (25)$$

Сократив (25) на $d\bar{s}$ и $d\bar{\varphi}$, получим:

$$\begin{cases} \sum \bar{F}_i + \frac{dm}{dt} \sum \bar{V}_i = m \frac{d\sum \bar{V}_i}{dt} \\ \sum \bar{M}_i + \frac{dI}{dt} \sum \bar{\omega}_i = I \frac{d\sum \bar{\omega}_i}{dt} . \end{cases} \quad (26)$$

Обозначим:

$$\sum \bar{F}_i = \bar{F} , \quad (27)$$

$$\sum \bar{V}_i = \bar{V} , \quad (28)$$

$$\sum \bar{M}_i = \bar{M} , \quad (29)$$

$$\sum \bar{\omega}_i = \bar{\omega} , \quad (30)$$

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

С учётом (27–30) уравнения (29) примут вид:

$$\begin{cases} \bar{F} + \bar{V} \frac{dm}{dt} = m \frac{d\bar{V}}{dt} \\ \bar{M} + \bar{\omega} \frac{dI}{dt} = I \frac{d\bar{\omega}}{dt} . \end{cases} \quad (31)$$

Известно [6], что:

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \frac{d\bar{K}}{dt} \\ I \frac{d\bar{\omega}}{dt} + \frac{dI}{dt} \bar{\omega} = \frac{d\bar{L}}{dt} \end{cases} \quad (32)$$

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

С учётом (32) и того, что силы инерции и реактивные силы имеют противоположное направление активным (внешним) силам, уравнения движения материальных точек (31) примут вид:

$$\begin{cases} \bar{F} = \frac{d\bar{K}}{dt} \\ \bar{M} = \frac{d\bar{L}}{dt} \end{cases} \quad (33)$$

Из системы уравнений (33) следует:

При движении материальных точек изменение их соэнергии, соответственно, равно действующим на них главным векторам сил и моментов сил.

Видно, что первое уравнение системы (33) является классическим вторым законом Ньютона. Это является прямым подтверждением полученных в работе результатов.

Если принять, что при движении материальной точки её масса остаётся постоянной, то из (31), получим:

$$\begin{cases} \bar{F} = \bar{\Phi} \\ \bar{M} = \bar{M}_\Phi \end{cases} \quad (34)$$

где $\bar{\Phi}$ и \bar{M}_Φ , соответственно, главные вектора сил инерции и моментов сил инерции.

Анализ (34) показывает, что при движении материальных точек действующие на них, главные вектора сил и моментов сил, равны соответственно, главным векторам сил инерции и моментам сил инерции.

Используя систему уравнений (33), можно вывести общие теоремы динамики и основные принципы механики. Например, теорему об изменении кинетической энергии.

Если принять, что масса исследуемого объекта – величина постоянная, то из первого уравнения (32) следует:

$$\bar{F} = m \frac{d\bar{V}}{dt} \quad (35)$$

Подставив (35) в (8), после преобразований получим:

$$dA = m\bar{V} \cdot d\bar{V} \quad (36)$$

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

$$dA = dT \quad (37)$$

Интегрируя (37), получим теорему об изменении кинетической энергии:

$$T_2 - T_1 = A.$$

Поступая аналогично, можно вывести все теоремы и уравнения механики. Практическое применение полученных результатов будет показано в последующих работах.

Выводы

Подводя итог отмеченному выше, можно заключить:

- основными причинами движения материальных тел являются их взаимодействия;
- работы внешних и ответных инерционных взаимодействий материальных тел в любое мгновение равны между собой;

- сформулированы законы движения материальных тел и точек;
- сформулированы законы равновесия материальных тел.

Литература

1. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607 с.
2. Голубев Ю.Ф. Основы теоретической механики. – М. : Изд-во МГУ, 2000. – 2-е изд. – 720 с.
3. Кузьмичев В.Е. Законы и формулы физики. – Киев : Наук. Думка, 1989. – 864 с.
4. Галилео Галилей. Избранные труды в двух томах. – М. : Наука, 1964.
5. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М. : Наука, 1989. – 688 с.
6. Эйлер Л. Основы динамики точки. – Москва-Ленинград: НТИ-НКТП СССР, 1938. – 500 с.
7. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 с.
8. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
9. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал И. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 11–16.
10. Смелягин А.И. Законы и понятия классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 3. – С. 21–27.
11. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 17–26.
12. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 21–25.
13. Смелягин А.И. Об основных понятиях и законах классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – № 2. – С. 11–16.
14. Смелягин А.И. Важнейшие аксиомы, следствия и теоремы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 21–38.

References

1. Nikitin N.N. The course of theoretical mechanics. – M. : Higher. school., 1990. – 607 p.
2. Golubev Yu. F. Fundamentals of theoretical mechanics. – M. : Publishing House of Moscow State University, 2000. – 2nd ed. – 720 p.
3. Kuzmichev V.E. Laws and formulas of physics. – Kiev : Science. Dumka, 1989. – 864 p.
4. Galileo Galilei. Selected works in two volumes. – M. : Science, 1964.
5. Newton Isaac. Mathematical principles of natural philosophy. – M. : Nauka, 1989. – 688 p.
6. Euler L. Fundamentals of the dynamics of a point. – Moscow-Leningrad: NТИ-НКТП USSR, 1938. – 500 p.
7. Kharlamov P.V. Essays on the foundations of mechanics. Myths, fallacies and mistakes. – Kiev : Science, Dumka, 1995. – 407 p.
8. Ishlinsky A. Yu. Mechanics: ideas, tasks, applications. – M. : Nauka, 1985. – 624 p.
9. Smelyagin A.I. Axioms or laws of motion are formulated I. Newton // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 11–16.
10. Smelyagin A.I. Laws and concepts of classical mechanics // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 3. – P. 21–27.
11. Smelyagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 2. – P. 17–26.
12. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 1. – P. 21–25.
13. Smelyagin A.I. On the basic concepts and laws of classical mechanics // Science. Technics. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – № 2. – P. 11–16.
14. Smelyagin A.I. The most important axioms, consequences and theorems of classical mechanics // science. Equipment. Technology (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 3. – P. 21–38.

УДК 332.62

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОСПАРИВАНИЯ КАДАСТРОВОЙ СТОИМОСТИ



STATISTICAL ANALYSIS OF CADASTRAL VALUE DISPUTES

Лесовая Элина Дмитриевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
elyaaa_l29102000@mail.ru

Кирюникова Надежда Максимовна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
kiryunikovaa2001@yandex.ru

Пастухов Максим Андреевич

старший преподаватель,
Кубанский государственный
технологический университет
m.pastuxoff@yandex.ru

Аннотация. Более десяти лет в Российской Федерации проводятся работы по определению кадастровой стоимости земельных участков различных категорий и видов использования. Недовольство лиц, связанных с проведением кадастровой оценки или заинтересованных в ее результатах, только растет. В современных условиях формирования конкурентоспособного рынка недвижимости, актуальным остаётся вопрос об определении объективной кадастровой стоимости объектов недвижимости. Объективная кадастровая оценка и кадастровая стоимость земельного участка – наиболее важные критерии при налогообложении населения. Справедливая оценка объектов недвижимости является одной из основных задач современной кадастровой системы России.

В данной статье описана история кадастровой оценки в Российской Федерации, рассмотрен процесс оспаривания кадастровой стоимости, приведен анализ сложившейся ситуации с 2017 по 2020 гг.

Ключевые слова: кадастровая стоимость, земельный участок, кадастровая оценка, объект недвижимости, оспаривание кадастровой стоимости.

Lesovaya Elina Dmitrievna

Student,
Kuban state technological university
elyaaa_l29102000@mail.ru

Kiryunikova Nadezhda Maksimovna

Student,
Kuban state technological university
kiryunikovaa2001@yandex.ru

Pastukhov Maksim Andreevich

Senior lecturer,
Kuban state technological university
m.pastuxoff@yandex.ru

Annotation. For more than ten years, the Russian Federation has been working to determine the cadastral value of land plots of various categories and uses. The dissatisfaction of persons connected with the cadastral assessment or interested in its results is only growing. In modern conditions of formation of a competitive real estate market, the question of determining the objective cadastral value of real estate remains relevant. Objective cadastral valuation and cadastral value of land are the most important criteria for taxation of the population. Fair valuation of real estate is one of the main tasks of the modern cadastral system in Russia.

This article describes the history of cadastral valuation in the Russian Federation, examines the process of disputing cadastral value, and provides an analysis of the current situation from 2017 to 2020.

Keywords: cadastral value, land plot, cadastral valuation, real estate object, contesting the cadastral value.

Введение

В настоящее время актуальной является проблема определения объективной кадастровой стоимости объекта недвижимости, связанная с распространением несоответствия качества земельного участка и его кадастровой стоимости. Проведение государственной кадастровой оценки при определении объективной кадастровой стоимости объекта недвижимости – важный пункт земельных отношений, одним из главных элементов которых является недвижимое имущество. Сейчас активно развивается законодательная основа государственной кадастровой оценки, которую составляют:

- Земельный кодекс Российской Федерации;
- Приказ Минэкономразвития РФ от 12.05.2017 г. п. 226 «Об утверждении методических указаний о государственной кадастровой оценке»;
- Приказ Минэкономразвития РФ от 22.10.2010г. № 508 «Об утверждении Федерального стандарта оценки «Определение кадастровой стоимости (ФСО № 4)» и т.д.;

• Федеральный закон от 29.07.1998 г. №135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» [1].

Чтобы понять, с какого момента начинается кадастровая оценка объектов недвижимости, коснемся её истории:

Зарождение кадастровой оценки в России началось с конца XV века. Вплоть до конца XIX века отличительной особенностью являлась оценка земельной собственности с прикреплёнными к ней крепостными крестьянами.

В XVI веке оценочная деятельность была возложена на Поместный приказ – центральное государственное учреждение. Начиная с XVII века, при оценке земель учитывался статус земельных участков (вотчина, поместье), их качество и количество крестьянских дворов.

Начало общегосударственным межевым оценочным работам было положено в XVIII веке Елизаветинским манифестом от 28 февраля 1752 года. Реформа 1861 года освободила крестьян от крепостной зависимости и создала условия для проведения работ, включающих в себя учёт, оценку и описание земельных участков, как объектов налогообложения.

В 1917 году принятие Декрета о земле открыло широкие перспективы для оценочной деятельности в России, которая получила импульс только к 60-70 гг., главным образом в качестве научного обоснования государственного регулирования ценообразования в аграрном секторе экономики и размещении сельскохозяйственного производства [2].

Начисление налогов на земельные участки, рассчитанных на основании кадастровой стоимости началось с 2006 года. В 2010 году была введена и вступила в силу норма, согласно которой государственная кадастровая оценка должна проводиться не реже, чем один раз в 5 лет. Тогда же полномочия по проведению кадастровой оценке были переданы от государственных учреждений к профессиональным независимым оценщикам.

Для наиболее точной постановки основной проблемы определения объективной кадастровой стоимости недвижимого имущества в ходе проведения государственной кадастровой оценки, необходимо рассмотреть процесс определения кадастровой стоимости в настоящее время.

Методы и материалы исследования

Кадастровая стоимость – это расчетная величина, которая определяется в результате государственной кадастровой оценки, являющаяся базой для налогообложения недвижимого имущества. От кадастровой стоимости напрямую зависят бюджеты муниципальных образований и граждан. Завышение кадастровой стоимости приводит к увеличению суммы налогов. В случае ее занижения происходит ущемление интересов муниципалитетов, так как большую часть поступлений в бюджет муниципалитеты получают от налогов на объекты недвижимости.

На сегодняшний день использование земли в Российской Федерации является платным. Формами платы за использование недвижимого имущества являются земельный налог до введения налога на недвижимость и арендная плата (п. 1 ст. 65 ЗК РФ) [3].

К основным факторам, влияющим на определение кадастровой стоимости, относятся:

- год постройки (износ объекта);
- расположение недвижимости;
- размер удельного показателя кадастровой стоимости, определенного для конкретного вида разрешенного использования применительно к кадастровому кварталу;
- площадь объекта недвижимости;
- назначение земли и категория земель.

Оспаривание результатов определения кадастровой стоимости

Результаты определения кадастровой стоимости объекта недвижимости оспариваются в том случае, если затрагиваются права и обязанности собственников зданий,

квартир, домов, земельных участков (ч. 2 ст. 24.18 Закона № 135-ФЗ; ч. 1 ст. 22 Закона № 237-ФЗ). Согласно действующему законодательству предоставляется возможность оспорить результаты определения кадастровой стоимости в суде или в комиссии по рассмотрению споров юридическим и физическим лицам, органам государственной власти и органам местного самоуправления в отношении объектов недвижимости, находящиеся в государственной или муниципальной собственности [4]. Предварительное обращение в комиссию не является обязательным при обращении в суд. Подать административное исковое заявление об оспаривании кадастровой стоимости разрешается:

- в случае оспаривания результатов определения кадастровой стоимости в течение пяти лет с даты внесения в ЕГРН оспариваемых результатов определения кадастровой стоимости;

- в случае оспаривания решения, действий (бездействия) комиссии.

Срок рассмотрения – три месяца со дня оповещения заявителя о таком решении.

С 01.01.2017 административное исковое заявление и прилагаемые к нему документы можно предоставлять в суд в электронной форме при наличии технической возможности в суде. Дело об оспаривании результатов определения кадастровой стоимости рассматривается в течение двух месяцев со дня поступления административного искового заявления в суд. Срок рассмотрения может быть продлен максимум на один месяц. Дело об оспаривании решения, действий (бездействия) комиссии должно быть рассмотрено в течение одного месяца [5]. При оспаривании кадастровой стоимости в комиссии, созданной уполномоченным органом субъекта Российской Федерации на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, необходимы следующие основания:

- недостоверность сведений об объекте недвижимости, использованных при определении его кадастровой стоимости;

- установление кадастровой стоимости объекта недвижимости в размере рыночной стоимости.

В состав комиссии включается:

- один представитель уполномоченного органа субъекта Российской Федерации;
- один представитель органа регистрации прав;
- один представитель уполномоченного по защите прав предпринимателей в субъекте Российской Федерации.

По факту определения кадастровой стоимости, законодательством предусмотрено определение кадастровой стоимости, используя метод массовой оценки. Предлагается на законодательном уровне оспорить данную стоимость. Оспаривание кадастровой стоимости заключается на основании статистических данных [6].

Результаты

Возможности пересмотра результатов кадастровой стоимости

Оспорить кадастровую стоимость объекта недвижимости разрешается в комиссии по рассмотрению споров о результатах определения кадастровой стоимости или в суде. При этом обращение граждан или юридических лиц в комиссию в порядке досудебного разрешения спора не является обязательным, в связи с чем заявитель вправе сразу обратиться в суд [7]. Сначала рекомендуется обратиться в комиссию, которая может принять решение в пользу обратившегося. О возможности обращения в комиссию или в суд, указывается в ч. 3 ст. 24.18 Закона № 135-ФЗ; ч. 1 ст. 22 Закона № 237-ФЗ.

Результаты определения кадастровой стоимости оспариваются в соответствии с ч. 10 ст. 24.18 Закона № 135-ФЗ и ч. 1 ст. 11, ч. 4 ст. 22 Закона № 237-ФЗ с даты внесения в Единый государственный реестр недвижимости (ЕГРН) результатов определения кадастровой стоимости до даты определения новой кадастровой стоимости [8].

Статистика оспаривания кадастровой стоимости в России за период с 2017 по 2020 гг. приведена на рисунках 1–4.

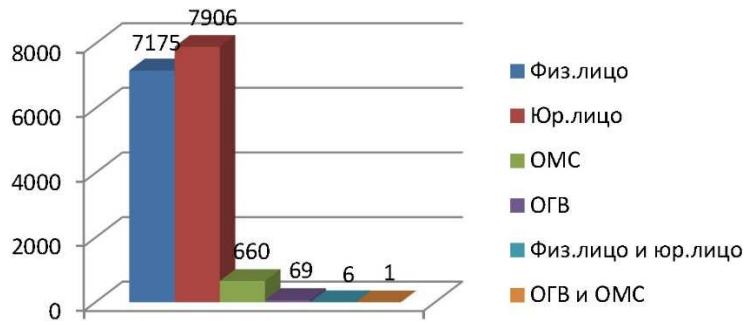


Рисунок 1 – Статистика оспаривания кадастровой стоимости в 2017 г.

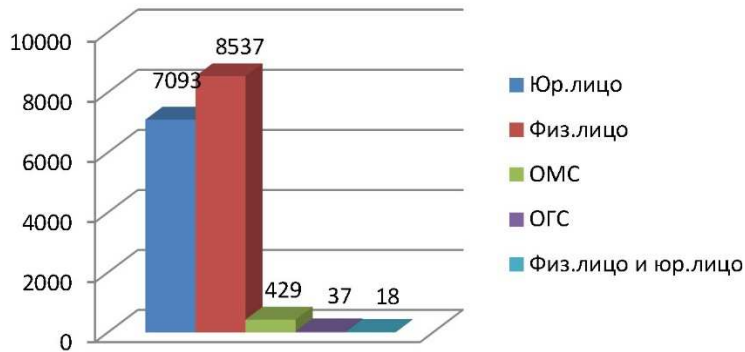


Рисунок 2 – Статистика оспаривания кадастровой стоимости в 2018 г.

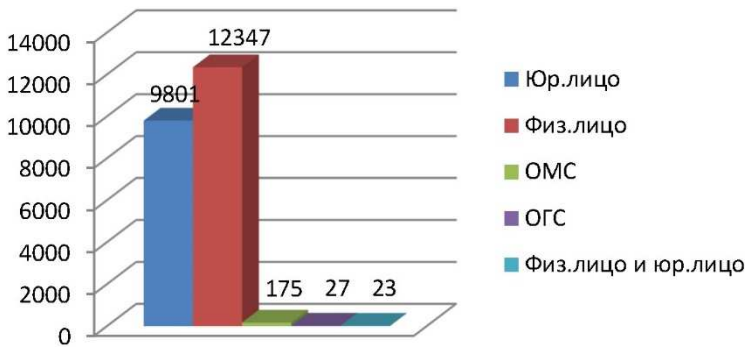


Рисунок 3 – Статистика оспаривания кадастровой стоимости в 2019 г.

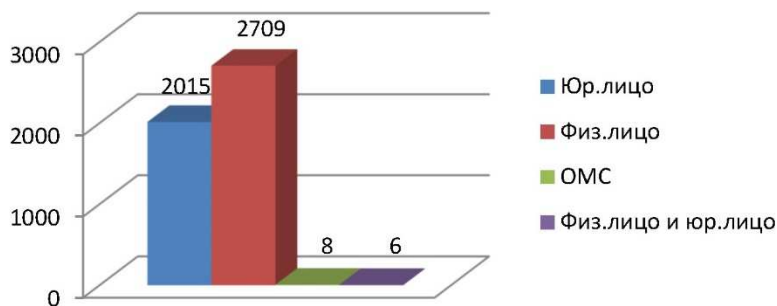


Рисунок 4 – Статистика оспаривания кадастровой стоимости в 2020 г. [9]

Обсуждение

В ходе изучения статистики оспаривания кадастровой стоимости объектов недвижимости с 2017 по 2020 год, было выявлено, что наибольшее количество заявлений по оспариванию кадастровой стоимости объектов недвижимости было подано от юридических и физических лиц по отдельности и отмечена тенденция роста споров в связи с несовершенством системы кадастровой оценки в России. График количества заявлений, поданных в среднем ежемесячно в период с 2017 по 2020 гг. представлен на рисунке 5.

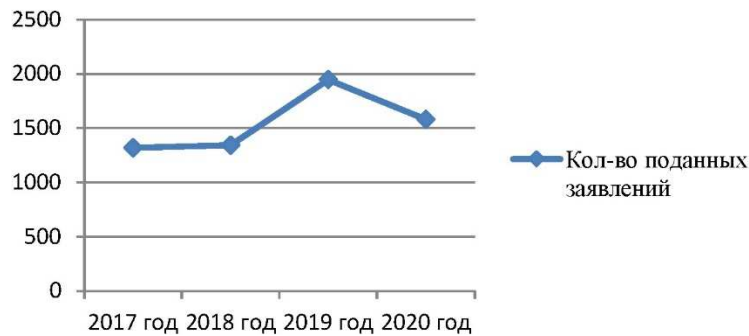


Рисунок 5 – Среднемесячное количество оспариваний кадастровой стоимости за 2017–2020 гг.

Проанализировав статистику, было выяснено, что качество кадастровой оценки не достигает необходимого уровня, так как происходит увеличение загруженности судов, нагрузки юридических и физических лиц. Показатель увеличений оспаривания довольно не точен при определении кадастровой стоимости, так как при увеличении кадастровой стоимости, люди часто сомневаются в необходимости и экономической целесообразности оспаривания кадастровой стоимости. Кроме того, на основании приведенной выше статистики, можно предположить, что к концу текущего года количество споров по сравнению с 2019 годом возрастет.

Заключение

Статистика показывает, что количество споров вследствие неверной оценки стоимости участка в стране увеличивается, следовательно, необходимо принимать комплекс мер, чтобы не допустить ещё больший рост поданных заявлений. Сам процесс оспаривания кадастровой стоимости имеет ряд существенных недостатков, одним из которых является не участие муниципалитетов, наиболее заинтересованных в сохранении налоговой базы, в процессе оспаривания. Негативно сказывается на экономике страны как завышение кадастровой стоимости объектов недвижимости, которое приводит к увеличению суммы налогов с населения, так и её занижение, поскольку муниципалитеты будут получать меньшую сумму налогов, что ухудшит их экономику [10].

На оспаривание кадастровой стоимости влияет достаточно много факторов, которые необходимо учитывать при данном процессе. Владелец земельного участка, оспаривая кадастровую стоимость, преследует одну или несколько целей:

- Уменьшение суммы платежа по налогу на землю;
- Снижение выкупной цены, которую необходимо заплатить за оформление участка в собственность;
- Уменьшение размера имущественного налога;
- Совершение различных сделок с земельным участком на более выгодных условиях (сдача в аренду, продажа);
- Пересмотр арендной платы за пользование недвижимым имуществом в меньшую сторону.

Система оспаривания результатов кадастровой оценки действует в настоящее время более чем в 130 странах мира и служит экономическим рычагом стимулирования государством эффективного использования имеющейся недвижимости [11].

Литература

1. Российская Федерация. Законы. Об утверждении методических указаний о государственной кадастровой оценке : приказ Минэкономразвития РФ от 12.05.2017 № 226 // Информационно-правовая система «Консультант Плюс».
2. Исторические аспекты развития оценки земель в России. – URL : https://studopedia.ru/17_150799_istoricheskie-aspekti-razvitiya-otsenki-zemel-v-rossii.html
3. Российская Федерация. Законы. О государственной кадастровой оценке : Федеральный закон от 03.07.2016 № 237 // Информационно-правовая система «Консультант Плюс»
4. Осенняя А.В. [и др.]. Кадастровая оценка и налогообложение недвижимости в Краснодарском крае на примере земель населенных пунктов: монография. – Краснодар. – 2016 г.

5. Гвоздева О.В., Колбнева Е.Ю. Проблемы оспаривания кадастровой стоимости объектов недвижимости. // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. – 2016. – № 1 (48).
6. Китаева О.О., Колбнева Е.Ю. Актуальные вопросы определения кадастровой стоимости земельных участков // Молодёжный вектор развития аграрной науки. – 2014. – С. 63–65.
7. Осенняя А.В. [и др.]. Совершенствование институционально-экономического механизма оценки земель в современных условиях : монография. – Краснодар. – 2013. – 135 с.
8. Пылаева А.В. Основы кадастровой оценки недвижимости : учебное пособие для среднего профессионального образования. – М. : Издательство Юрайт, 2018. – 139 с.
9. Оспаривание результатов определения кадастровой стоимости объектов недвижимости. – URL : https://rosreestr.ru/site/activity/kadastrovaya-otsenka/rassmotrenie-sporov-o-rezultatakh-opredeleniya-kadastrvoy-stoimosti/-informatsiya-o-rabote-komissiy-po-rassmotreniyu-sporov-o-rezultatakh-opredeleniya-kadastrvoy-stoimo/?r_sect=7443&r_elem=73545
10. Агаркова Ю.В. Оценка объектов недвижимого имущества: правовое регулирование, база для определения кадастровой стоимости и налога на имущество // Актуальные проблемы государства и права: опыт, проблемы, решения. – 2018. – С. 110–114.
11. Осенняя А.В., Будагов И.В., Хахук Б.А., Бондаренко Е.С. Налогообложение объектов недвижимости: опыт зарубежных стран // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 5: Экономика. – 2017. – № 2(200). – С. 153–162.

References

1. Of The Russian Federation. Laws. About the approval of methodical instructions on the state cadastral assessment : order of the Ministry of economic development of the Russian Federation of 12.05.2017 № 226 // Information and legal system «Consultant Plus».
2. Historical aspects of land assessment development in Russia. – URL : https://studopedia.ru/17_150799_istoricheskie-aspekti-razvitiya-otsenki-zemel-v-rossii.html
3. Of The Russian Federation. Laws. About the state cadastral assessment : Federal law of 03.07.2016 № 237 // Information and legal system «Consultant Plus».
4. Osennaya A.V. [et al.]. Cadastral assessment and taxation of real estate in the Krasnodar territory on the example of land settlements: monograph. – Krasnodar. – 2016.
5. Gvozdeva O.V., Kolbneva E.Yu. Problems of disputing the cadastral value of real estate objects // Bulletin of the Voronezh state agrarian University. – 2016. – № 1 (48).
6. Kitaeva O.O., Kolbneva E.Yu. Actual issues of determining the cadastral value of land plots // Youth vector of agricultural science development. – 2014. – P. 63–65.
7. Osennaya A.V. [et al.]. Improving the institutional and economic mechanism of land assessment in modern conditions : monograph. – Krasnodar. – 2013. – 135 p.
8. Pylaeva A.V. Fundamentals of cadastral valuation of real estate : textbook for secondary vocational education. – М. : Yurayt publishing house, 2018. – 139 p.
9. Challenging the results of determining the cadastral value of real estate objects. – URL : https://rosreestr.ru/site/activity/kadastrovaya-otsenka/rassmotrenie-sporov-o-rezultatakh-opredeleniya-kadastrvoy-stoimosti/-informatsiya-o-rabote-komissiy-po-rassmotreniyu-sporov-o-rezultatakh-opredeleniya-kadastrvoy-stoimo/?r_sect=7443&r_elem=73545
10. Agarkova Yu.V. Assessment of real estate objects: legal regulation, base for determining cadastral value and property tax // Actual problems of the state and law: experience, problems, solutions. – 2018. – P. 110–114.
11. Osennaya A.V., Budagov I.V., Khakhuk B.A., Bondarenko E.S. Taxation of real estate: the experience of foreign countries // Bulletin of the Adygeya state University. Series 5: Economics. – 2017. – № 2 (200). – P. 153–162.

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП
НА ОБЪЕКТЕ АВ₁¹⁻² САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF CARRYING OUT
HYDRAULIC FRACTURING ON THE OBJECT AV₁¹⁻²
OF SAMOTLORSKOYE FIELD**

Антонов Евгений Николаевич

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

Шиян Станислав Иванович

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

Шаблий Илья Игоревич

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

Аннотация. В статье проведён анализ широкомасштабного применения гидравлического разрыва пласта как способа разработки продуктивных пластов. При этом особенно важным представляется оценка не столько текущего прироста добычи нефти в результате применения метода, сколько влияние его на долгосрочные перспективы разработки, а, следовательно, и на конечный коэффициент нефтеизвлечения. Именно это, в конечном счёте, и определило необходимость и возможность широкого применения метода гидравлического разрыва пласта. Определена эффективность проведённых в 2019 году работ по гидроразрыву пласта на Самотлорском месторождении, причём основное внимание уделено эффективности ГРП по новой технологии, сущность которой заключается в существенном увеличении (в разы) веса закачиваемого проппанта и изменении самой технологии ГРП (применялось несколько различных модификаций новой технологии, объединяемых термином «новый дизайн»). Проведён анализ эффективности ГРП по объекту АВ₁¹⁻² и видам работ (с изоляцией и без изоляции) и сопоставление эффективности ГРП при использовании старой и новой технологии, а также выявление динамики дебитов скважин после получения эффекта.

Ключевые слова: анализ эффективности производства ГРП; технология и моделирование процесса ГРП; критерии выбора скважин-кандидатов; определение зависимости результатов ГРП от объёмов закачиваемого проппанта; анализ динамики и темпов изменения дебита скважин после проведения ГРП; обоснование необходимости повторных ГРП; усовершенствование процесса ГРП.

Antonov Evgeny Nikolaevich

Lead drilling engineer
of the supervising drilling department,
JSC «Samotlorneftegaz»
evgeniy_kz@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Shabliy Ilya Igorevich

leading specialist,
«Rosneft – Morskoy terminal Tuapse» LLC
ilyashabliy0209@gmail.com

Annotation. The article analyzes the widespread use of hydraulic fracturing as a way of developing productive formations. Moreover, it is especially important to evaluate not so much the current increase in oil production as a result of the application of the method, but how it affects the long-term development prospects, and, consequently, the final oil recovery coefficient. It is this, ultimately, that determined the need and the possibility of widespread use of the hydraulic fracturing method. The effectiveness of hydraulic fracturing work carried out in 2019 on the Samotlorskoye field was determined, and the main attention was paid to the efficiency of hydraulic fracturing using a new technology, the essence of which is a significant increase (at times) in the weight of the injected proppant and changing the hydraulic fracturing technology (several different modifications of the new technology were used, united by the term «new design»). The analysis of hydraulic fracturing efficiency by object AV₁¹⁻² and type of work (with and without insulation) and comparing the effectiveness of hydraulic fracturing using old and new technology, as well as revealing the dynamics of well production rates after obtaining the effect, are carried out.

Keywords: analysis of hydraulic fracturing production efficiency; technology and modeling of the hydraulic fracturing process; selection criteria for candidate wells; determination of the dependence of hydraulic fracturing results on proppant injection volumes; analysis of the dynamics and rates of change in the flow rate of wells after hydraulic fracturing; justification of the need for repeated hydraulic fracturing; improvement of the hydraulic fracturing process.

Теория гидравлического разрыва развивалась на протяжении ряда лет. Совершенствование технологии и оборудования, создание новых химических компонентов, проведенные в период после первого воздействия, выполненного в 1947 году, к настоящему времени превратили гидроразрыв пласта (ГРП) в операцию с надежно предсказуемым результатом. Нет сомнений, что дальнейшее развитие техники и новые исследования приведут к новым достижениям в этой области.

Гидравлический разрыв играет основную роль в увеличении нефтяных запасов и ежедневной добыче. Процесс ГРП впервые был осуществлен в нефтяной промышленности в 1947 году на газовом месторождении «Хуготон» на скважине «Келпер 1», расположенной в графстве «Грант» в Канаде. Скважина имела 4 продуктивных известняковых газовых пласта от 715 до 790 м. Забойное давление равнялось примерно 2,9 МПа.

К 1981 году было проведено более чем 800 000 обработок, а к 1988 году это число превысило 1 миллион. Около 30–40 % всех направленно пробуренных скважин обработаны ГРП (в Северной Америке), и около 25–30 % от общего объема запасов США сделали экономически рентабельными с помощью этого процесса.

Технология и моделирование процесса ГРП

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до её разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала – удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

Весь процесс гидравлического разрыва пласта может быть успешно осуществлен при определенном соотношении темпа закачки жидкости, её вязкости, фильтруемости и транспортирующей способности потока.

При этом в каждый момент увеличения темпа закачки жидкости должно опережать количество фильтрующейся её в окружающие породы с тем, чтобы происходило быстрое возрастание давления на скелет пласта, достижение значения, при котором произойдет расслоение породы (разрыв пласта).

При дальнейшей закачке в пласт жидкостей (песконосителя и продавочной) давление нагнетания должно обеспечить развитие трещины вглубь пласта.

Темп закачки жидкостей и их вязкость оказывают решающее влияние на успешность проведения и эффективность операции ГРП.

Произведением темпа закачки жидкости на её вязкость определяется гидравлическая мощность потока, его транспортирующая способность, т.е. те технологические параметры, от которых зависит успех операции ГРП.

При недостаточной гидравлической мощности потока существует опасность выпадения песка вблизи ствола скважины, образование песчаной пробки на забое и ограниченное распространение трещин.

При высокой мощности потока обеспечивается образование далеко уходящих в пласт трещин, повышенная концентрация песка в потоке и транспортировка его в пласт на значительное расстояние от ствола скважины.

Задачи гидравлического разрыва

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- 1) создание трещины;
- 2) удержание трещины в раскрытом состоянии;
- 3) удаление жидкости разрыва;
- 4) повышение продуктивности пласта.

Создание трещины

При нагнетании жидкости под высоким давлением, подходящего состава в пласт со скоростью превышающей её поглощения пластом. Давление жидкости возрастает,

пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. Происходит расслоение породы и образование новых или расширение существующих трещин. Трещины образуются в местах наименьшей механической прочности пород, часто по плоскостям напластований или в наиболее проницаемой части продуктивного пласта.

Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант (или кварцевый песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности её удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

Повышение продуктивности пласта

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

Цель гидравлического разрыва

Гидравлический разрыв пласта производится в скважинах:

- работающих с дебитами, значительно меньшими потенциально возможных, исходя из емкостно-фильтрационной характеристики продуктивного пласта;
- вскрывших продуктивный пласт с низкой проницаемостью, но с высоким пластовым давлением и значительными запасами газа (нефти);
- работающих со значительно меньшей продуктивностью по сравнению с окружающими;
- с разрушающейся призабойной зоной, с применением пробкообразующих агентов, для снижения депрессии на пласт с целью предупреждения разрушения породы;
- нагнетательных для увеличения приёмистости пласта.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

1. Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв – лучший способ повышения продуктивности.

2. Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта – важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта

Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со «скиновым повреждением», т.е. с нарушением проницаемости призабойной зоны. Однако эту величину не всегда можно определить через измерения или расчёт «скина». Обычно принимают скин-фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет.

Например, кислотная обработка может проникнуть достаточно глубоко в пласт на участке в несколько метров в верхней части 20-метрового интервала перфорации, чтобы при исследованиях было обнаружено устранение положительного скина. Однако при этом положительная часть интервала может быть частично забита механическими примесями или буровым раствором. Подлинная потенциальная продуктивность этой скважины может оказаться во много раз больше, чем её производительность при замерном нулевом скине.

Проницаемость пласта может быть нарушена в результате воздействия физических или химических факторов или их совместного действия: закупорки пор раствором, изменения смачиваемости пласта из-за вторжения воды из постороннего источника. Обыкновенный водяной барьер, вызванный избыточным поглощением жидкости,

является разновидностью нарушения проницаемости. Аналогичный результат вызывает вторжение пластовой воды из другой зоны или из другого участка коллектора.

Вот некоторые формы нарушения проницаемости пласта:

- вторжение в пласт частиц бурового раствора
- вторжение в пласт фильтрата бурового раствора
- вторжение в пласт фильтрата цемента;
- несоответствие перфорации по размеру, количеству и глубине проникновения отверстий;
- разрушение перфорации и уплотнение материнской породы;
- мехпримеси в жидкости заканчивания или жидкости глушения, проникающие в пласт или забивающие перфорацию;
- вторжение в пласт жидкостей заканчивания или глушения;
- закупоривание пласта природными глинами;
- отложения асфальтенов или парафинов в пласте или перфорации;
- отложения солей в пласте или перфорации;
- образование или закачка эмульсии в пласт;
- закачка кислот или растворителей с мехпримесями или отложения мехпримесей в пласте.

Всё это может привести к снижению продуктивности, а в тяжёлых случаях – к полному прекращению добычи из скважины. Помочь могут некоторые виды стимуляционного воздействия.

Влияние нарушенной проницаемости на продуктивность скважин

Большинство видов нарушения проницаемости понижает начальную проницаемость пласта. Влияние этого понижения на продуктивность зависит от глубины повреждения зоны, окружающей ствол.

Если, например, имеет место снижение проницаемости на 50 % в слое толщиной 5 см, то это приведёт к снижению продуктивности всего на 14 %. Если же снижение проницаемости охватило 30-сантиметровый слой, продуктивность понизится на 40 %. Снижение на 75 % проницаемости в 30-сантиметровой толще приведёт к потере продуктивности в 64 %. Поэтому скважина, которая должна давать 100 м³/сут., но проницаемость пласта в радиусе 30 см от ствола составляет лишь 25 %, продуктивность от начальной добычи нефти составит только 36 м³/сут.

Для изучения влияния повреждения пласта на продуктивность можно использовать модели пласта (как математические, так и физические лабораторные модели). Важно помнить, что для минимизации глубины и степени тяжести повреждения пласта не нужно жалеть усилий.

Низкая проницаемость

Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением. В низкопроницаемых (до 10 мД) пластах создаётся высокопроницаемый канал (100–1000 Дарси) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально. Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

Направление трещины разрыва

Трещина разрыва может быть сориентирована в горизонтальном или вертикальном направлении. Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях, зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению.

Вертикальный разрыв

В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу.

Горизонтальный разрыв

Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения.

Критерии выбора скважин-кандидатов

Критерии выбора скважин были определены исходя из особенностей строения Самотлорского месторождения и схемы его разработки:

1) для проведения ГРП предпочтительны слабопроницаемые, сцементированные крепкие породы;

2) лучшие результаты ГРП наблюдаются в скважинах с высоким пластовым давлением, меньшей степенью дренированности, более высокой остаточной нефтенасыщенностью. Обводнённость скважины не должна превышать 75 %.

3) не рекомендуется проводить ГРП в добывающих скважинах, расположенных вблизи очагов нагнетания, водонефтяного (газонефтяного) контуров. Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно быть не менее 100 м;

4) предпочтительная толщина продуктивной части пласта, подвергаемая разрыву, составляет 2–15 м;

5) в скважинах, вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м, проводят многократные или поинтервальные ГРП;

6) ГРП не рекомендуется осуществлять в технически неисправных колоннах, при недостаточной высоте подъёма цемента или плохом состоянии цементного кольца за колонной (состояние цемента должно быть хорошим выше и ниже 10 м от перфорации);

7) считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах;

8) окупаемость затрат на проведение ГРП.

Критерии выбора скважин пересматриваются ежегодно.

В настоящее время на предприятиях Западной Сибири скважины для проведения выбирают по следующим основным критериям.

- дебит по жидкости – до 10 м³/сут.;
- перфорированная толщина не менее 3 м;
- обводнённость не менее 30 %;
- остаточные извлекаемые запасы – не менее 70 % от начальных.

Кроме того, при выборе скважин для ГРП оценивается строение пласта, анализируется текущее геолого-промысловые условия на участке, учитывается работа окружающих нагнетательных и добывающих скважин.

Процесс ГРП

Процесс ГРП можно разделить на три стадии:

1. *Создание трещины.* Чтобы создать трещину в пласте, необходимо увеличить фактор разрыва пород. Это достигается закачиванием в пласт определённого раствора в темпе, более быстром, чем тот при котором пласт мог бы принять. Давление закачиваемой жидкости увеличивают до тех пор, пока не возрастают силы сжатия в пласте, и порода не разрывается.

2. *Поддержание её в открытом состоянии.* Когда появляется трещина, в раствор добавляют проппант, который потоком жидкости уносится в неё. Концентрация проппанта будет возрастать до тех пор, пока не обеспечит хорошую герметичность трещины. Когда процесс закончен, давление снижается, проппант удерживает трещину в открытом положении и проводит пластовые жидкости.

3. *Откачка из скважины раствора ГРП.* Прежде, чем начать добычу нефти из скважины после ГРП, следует откачать раствор, применявшийся для ГРП. Из раствора ГРП необходимо извлечь загущающиеся добавки. Глубинные температуры могут превратить этот раствор в пар, тем самым облегчая его извлечение.

Анализ эффективности ГРП на скважинах Самотлорского месторождения

Анализ эффективности ГРП осуществлялся в следующей последовательности:

- анализ эффективности ГРП по скважинам и по всем вышеназванным группам скважин, отремонтированных в 2009 году;

- определение величин удельного дебита нефти и жидкости по скважинам (где ГРП проводилось по новой технологии);
- определение зависимости результатов ГРП от объёмов закачиваемого пропанта;
- прослеживание динамики изменения дебита скважин после проведения ГРП и анализ динамики темпов изменения дебитов нефти и жидкости по месторождению и группам скважин.

Источниками информации в процессе этого анализа были данные ПТО по ПНП СНГДУ, в том числе перечень скважин, в которых проведены в 2019 году гидроразрывы пласта, с указанием даты проведения ремонта, вида ремонта и подрядчика, данные программы BASPRO (эксплуатационные карточки скважин и каротажный материал).

Анализ эффективности ГРП по скважинам, отремонтированным в 2019 году

В 2019 году ГРП осуществлён в 69 скважинах, из которых 29 ремонтов осуществлено силами «Катобьнефти», 40 – силами фирмы «Halliburton» (рис. 1). 54 ремонта осуществлены по новой, а 15 по старой технологии.

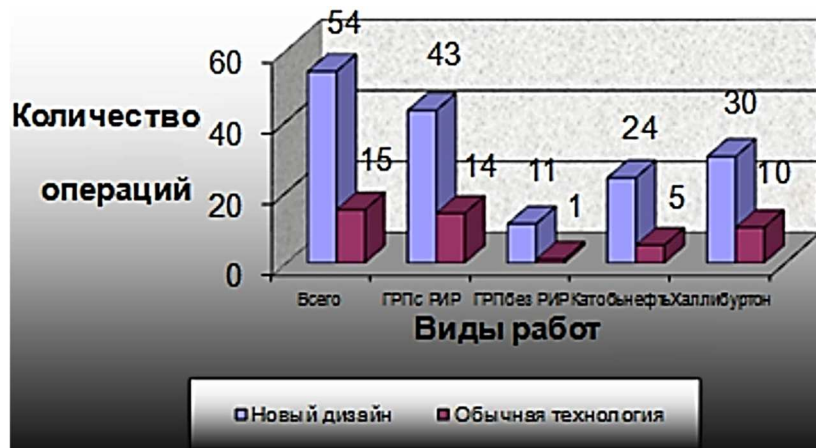


Рисунок 1 – Распределение операций ГРП по видам работ

ГРП без РИР осуществлены по 12 скважинам, а с РИР по 57 скважинам (подавляющее большинство которых составляют скважины, переведённые на пласт АВ₁¹⁻² с нижележащих горизонтов).

По объектам разработки общее количество ГРП распределяется следующим образом:

- объект АВ₁¹⁻² – 68 скважин;
- объект АВ₁³ + АВ₁¹⁻² – 1 скважина.

При расчёте эффективности ремонта оценивались такие показатели как прирост дебита нефти и жидкости сразу после ремонта и суммарный прирост нефти и жидкости до конца года. Первоначальный прирост определялся как разница между дебитами нефти и жидкости до ремонта и после ремонта (в следующем после ремонта месяце), а суммарный прирост как разница между фактической добычей нефти и жидкости до конца года и расчётной добычей за этот период при сохранении дебитов до ремонтного периода (если скважина до ремонта находилась в длительном бездействии, суммарный прирост равняется всей послеремонтной добыче).

По результатам анализа средний дебит после ремонта составил 41,54 тонн/сут. нефти и 70,66 тонн/сут. жидкости (прирост дебита соответственно 40,7 и 67,9 тонн/сут), а суммарный прирост за год составил 429 тыс. тонн нефти и 627 тыс. тонн жидкости (рис. 2).

При этом по скважинам, отремонтированным по новой технологии, прирост дебита составил 47,68 тонн/сут. по нефти и 78,31 тонн/сут. по жидкости против соответственно 14,88 и 30,3 тонн/сут. для скважин, отремонтированных по старой технологии (разница в 3,2 раза по нефти и в 2,5 раза по жидкости). Накопленный прирост по

скважинам с новой технологией ГРП составил 353,6 тыс. тонн по нефти и 512,7 тыс. тонн по жидкости, что в 4,6 и 4,5 раза больше, чем, чем по скважинам со старой технологией (соответственно 75,8 тыс. тонн нефти и 115,1 тыс. тонн жидкости).

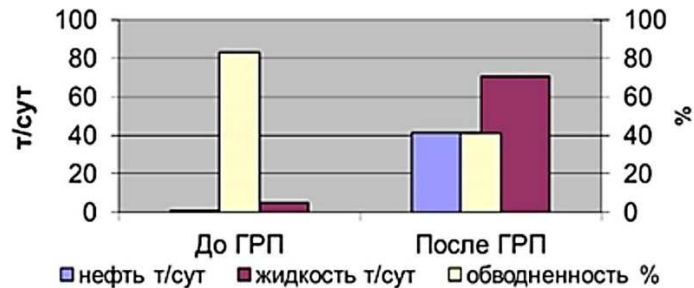


Рисунок 2 – Сравнение средних показателей работы скважины до и после ГРП

В то же время величины абсолютного прироста на 1 скважину по новой и старой технологиям довольно близки (по скважинам с новой технологией 6548 тонн нефти и 9494 тыс. тонн жидкости, а по скважинам со старой технологией соответственно 5053 и 7674 тонн), что объясняется меньшим отработанным временем (в среднем 151 день на 1 скважину против 252) по той причине, что в своём большинстве ремонты с новой технологией стали осуществляться только во 2 квартале.

Наибольший эффект получен по скважинам, где ГРП совмещён с РИР (прирост дебита в среднем 39,09 и 63,5 тонн/сут. против соответственно 29,08 и 56,50 тонн/сут. для скважин, где ремонт проведен без РИР). Дополнительная добыча нефти за 2009 год по группе скважин с РИР составила 389,4 тыс. тонн, а жидкости 562,5 тыс. тонн (против соответственно 39,9 и 65,2 тыс. тонн для скважин, где ГРП проведен без РИР) (рис. 3).

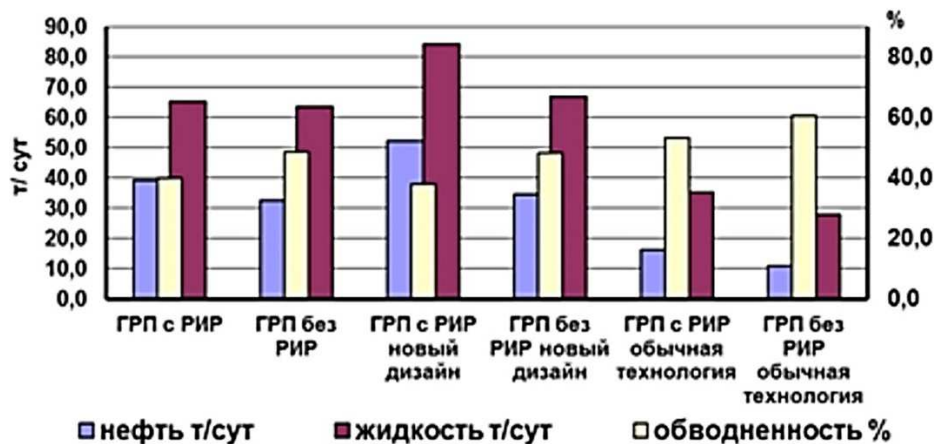


Рисунок 3 – Средние показатели работы скважин после ГРП

Наибольший эффект в накопленной добыче нефти приходится на скважины объекта АВ₁¹⁻², суммарный прирост по которому составил 423,6 тыс. тонн нефти. Средний прирост дебита нефти на 1 скважину по этому объекту составил 40,93 тонн/сут.

Обобщая результаты ГРП по отдельным подрядчикам, получены следующие результаты:

- по фирме «Катобьнефть» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 40,42 тонн по нефти и 73,6 тонн по жидкости, а суммарный прирост составил 155,2 тыс. тонн нефти и 238,3 тыс. тонн жидкости;
- по фирме «Halliburton» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 40,03 тонн по нефти и 59,7 тонн по жидкости, а суммарный прирост 58,4 тыс. тонн нефти и 64,5 тыс. тонн жидкости.

Поскольку выше была отмечена существенная разница между эффективностью ГРП, проведённых по обычной технологии по сравнению с ГРП, проведёнными по новой технологии, ниже приводятся соответствующие данные по всем группам скважин (рис. 4).

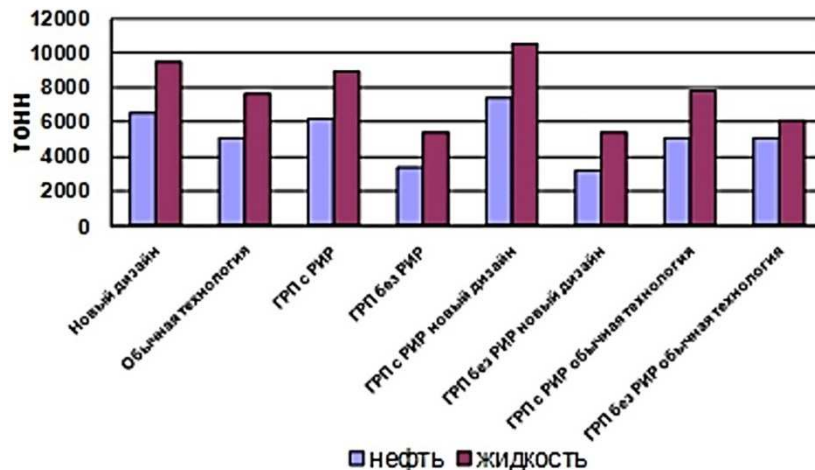


Рисунок 4 – Средний прирост добычи нефти и жидкости на 1 скважину

Из числа скважин, где ГРП сделан в сочетании с РИР, по новой технологии отремонтировано 43 скважины (75,4 %).

В этих скважинах прирост дебита составил в среднем 51,97 тонн/сут. по нефти и 84,6 тонн/сут. по жидкости, а дополнительная добыча нефти и жидкости соответственно 318,7 и 453,5 тыс. тонн.

ГРП по новой технологии без РИР проведен в 11 скважинах (91,6 %), и средний прирост на 1 скважину составил по этой группе 30,87 тонн/сут. по нефти и 60,05 тонн/сут. по жидкости, а дополнительная добыча нефти и жидкости составила соответственно 34,8 и 59,1 тыс. тонн. Очевидна существенно более низкая эффективность ГРП, проводившихся без проведения изоляционных работ.

Эффект в накопленной добыче нефти по скважинам объекта АВ₁¹⁻², отремонтированным по новой технологии (53 скважин из 68) составил 423,6 тыс. тонн нефти, а средний прирост дебита нефти на 1 скважину по этому объекту составил 48,04 тонн/сут.

Если же рассматривать отдельные скважины, то наибольший суточный прирост отмечен по скважинам №№ 15388 (прирост по нефти 138,9 тонн/сут., по жидкости 100,7 тонн/сут.) и 32151 (прирост по нефти 87,05 тонн/сут., по жидкости 98,7 тонн/сут., до ГРП находилась в бездействии).

По отдельным подрядчикам для скважин, отремонтированных по новой технологии, получены следующие результаты:

- по фирме «Катобнефть» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 47,25 тонн по нефти и 87,1 тонн по жидкости, а суммарный прирост 137,7 тыс. тонн нефти и 215,6 тыс. тонн жидкости;
- по фирме «Halliburton» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 48,5 тонн по нефти и 76,2 тонн по жидкости, а суммарный прирост 215,8 тыс. тонн нефти и 297 тыс. тонн жидкости.

За рассматриваемый период суммарный дебит нефти отремонтированных скважин снизился с 2866,1 до 2328,5, а суммарный дебит жидкости с 4875,6 до 3782,7 тонн/сут. (соответственно на 18,76 и 22,4 %), при этом по скважинам, отремонтированным по новой технологии, снижение суммарного дебита нефти и жидкости составило соответственно 20,5 и 22,25 % (в то время как по скважинам, отремонтированным по обычной технологии, снижение суммарного дебита нефти и жидкости составило 20,47 и 22,96 %). Обводненность продукции за этот период снизилась с 83,0 до 38,44 %, в том числе по скважинам, отремонтированным по новой технологии, с 94,83 до 39,36 %.

Поскольку скважины, отремонтированные по обычной технологии, отработали значительно больше дней, чем скважины с новой технологией ремонта (252 дня против 151), разница в среднесуточных темпах снижения значительно больше, чем в абсолютных (среднесуточное снижение дебита жидкости при ремонте по новой технологии 0,18 %, при ремонте по старой технологии 0,1 %).

В свете изложенного, требуется объяснить 2 обстоятельства:

- 1) почему темпы снижения дебитов жидкости превышают темпы снижения дебитов нефти (исходя из естественного процесса обводнения, должно было бы быть наоборот);

2) почему темпы снижения дебитов жидкости после ремонта по новой технологии значительно превышают эти темпы после ремонта по обычной технологии.

Первое обстоятельство объясняется, очевидно, двумя причинами:

а) постепенной очисткой призабойной зоны от ранее накопившейся в ней воды;
б) выносом части проппанта в процессе эксплуатации, приводящим к смыканию части трещин (в первую очередь по высокопродуктивным и, соответственно, по более обводнённым пропласткам).

Второе обстоятельство объясняется, очевидно, помимо двух вышеназванных причин (вторая причина как раз и касается скважин, отремонтированных по новой технологии) также тем обстоятельством, что в связи с высокой эффективностью проведённого ремонта по этим скважинам не осуществлялись, как правило, мероприятия по оптимизации (во избежание излишнего риска).

Характерно и вполне объяснимо то обстоятельство, что наибольшие темпы снижения дебитов нефти и жидкости имеют место по скважинам, отремонтированным без РИР, по которым среднесуточное снижение дебита нефти составило 0,28 %, а дебита жидкости 0,3 % (по скважинам, отремонтированным по новой технологии соответственно 0,34 и 0,39 %).

Определение величин удельного дебита нефти и жидкости по скважинам с новой технологией ГРП

Отбор на 1 м нефтенасыщенной толщины по объекту АВ₁¹⁻² составил 5,01 тонн по нефти и 8,1 тонн по жидкости (при средней величине аПС 0,459); при этом по 12 скважинам с аПС менее 0,4 (в среднем 0,391) удельный дебит по нефти составил 4,99, по жидкости 7,1 тонн/сут., по 28 скважинам с аПС 0,4–0,5 (в среднем 0,443) удельный дебит составил 5,86 тонн/сут. по нефти и 8,9 тонн/сут. по жидкости, по 13 скважинам с аПС более 0,5 (в среднем 0,557) удельный дебит составил 2,76 тонн/сут. по нефти и 6,1 тонн/сут. по жидкости.

Зависимость удельного дебита жидкости и нефти от величины аПС приведена на рисунке 5. Из анализа данных следует вывод, что сколь-нибудь прямая связь между коллекторскими свойствами и эффективностью ГРП зафиксирована только по объекту АВ₁¹⁻² и то в диапазоне аПС до 0,5.

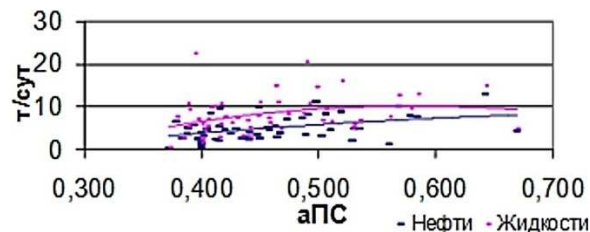


Рисунок 5 – Зависимость удельного дебита жидкости и нефти от величины аПС

Столь неопределённые данные анализа могут быть объяснены тремя возможными причинами:

- 1) большей относительной эффективностью ГРП в скважинах с низкой проницаемостью (которая способствует формированию при гидроразрыве вертикальных трещин);
- 2) недостаточно продуманной технологией ГРП в скважинах с высокой проницаемостью;
- 3) недостаточная (для корректной статистической обработки) представительность данных.

Определение зависимости результатов ГРП от объёмов закачиваемого проппанта

Прослеживается достаточно чёткая зависимость между количеством закачанного проппанта (на 1 м эффективной толщины пласта) и удельным дебитом скважины после ГРП.

Если при закачке на 1 м нефтенасыщенной толщины менее 2 тонн (в среднем по 16 скважинам 1,49 тонн) проппанта удельный дебит нефти составил (в целом по объекту) 3,59 тонн/сут., а удельный дебит жидкости 6,2 тонн/сут., то при закачке проппанта

в количестве 3–4 тонн на 1 м (в среднем по 13 скважинам 3,42 тонн) удельный дебит увеличился соответственно до 7,57 и 10,5 тонн/сут., а при закачке 4–5 тонн на 1 м (в среднем по 5-ти скважинам 5,77 тонн) до 4,698 и 14,8 тонн/сут.

Максимальное количество проппанта на 1 м толщины отмечено по скважинам №№ 15509 и 51344 пласта АВ₁¹⁻² (6,1 и 6,5 тонн), по которым удельный дебит по нефти составил соответственно 5,92 и 3,64 тонн/сут., а по жидкости 22,6 и 8,0 тонн/сут.

То, что концентрацию проппанта не следует увеличивать безгранично, свидетельствуют данные по скважинам №№ 15509 и 51344, по которым хотя и получен относительно высокий прирост (соответственно 36,69 и 20,22 тонн/сут. по нефти при 139,9 и 44 тонн/сут. по жидкости), но одновременно имели место исключительно высокие темпы роста обводненности после ремонта, в результате чего величины с/суточного снижения дебита нефти по этим скважинам составили соответственно 1,08 и 0,66 % (при среднем темпе по пласту АВ₁¹⁻² для скважин с новой технологией ГРП 0,16).

При анализе по отдельным залежам наибольший интерес представляет анализ по объекту АВ₁¹⁻² (поскольку данные по этому объекту наиболее представительны). По этому объекту при увеличении расхода проппанта от величины менее 2-х тонн на 1 м (группа из 16 скважин со средним весом проппанта на 1 м 1,49 тонн) до величины 3–4 тонн/сут. (группа из 10-ти скважин со средним весом проппанта на 1 м 3,43 тонн) удельный дебит по нефти возрос с 3,59 до 7,57 тонн, а по жидкости с 6,2 до 10,6 тонн; целесообразность дальнейшего наращивания объемов проппанта для этой залежи выглядит проблематичной, поскольку при дальнейшем увеличении концентрации удельный отбор по нефти практически не увеличивается и поскольку в этом случае следует ожидать резкого роста обводненности (что и имело место по скважинам №№ 15509 и 51344) (рис. 6).

Анализ динамики и темпов изменения дебита скважин после проведения ГРП по месторождению и группам скважин

Нами проанализированы результаты динамики изменения дебитов нефти и жидкости после получения эффекта, а также помесечная динамика дебита нефти и жидкости по каждой скважине, причём отсчёт (первый месяц) начинается с месяца, следующего за месяцем, когда был получен начальный эффект, и заканчивается последним месяцем эксплуатации.

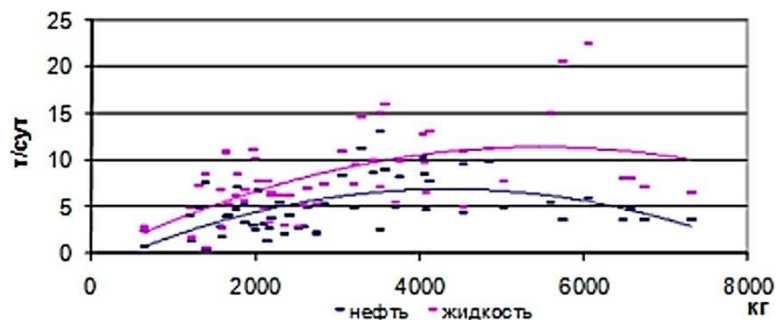


Рисунок 6 – Зависимость удельного дебита от объема закачиваемого проппанта

Необходимые данные взяты из эксплуатационных карточек (с использованием системы BASPRO), причём для скважин, по которым эффект получен в январе 2019 года, последним (12-м) месяцем является январь 2020 года, а для скважин, где эффект получен в феврале и позже, последним месяцем является февраль 2020 года, но если для скважин февраля 2019 года он является двенадцатым месяцем, то, скажем, для июньских скважин он будет восьмым, а для декабрьских скважин – вторым.

Вполне естественно, что наибольшей представительностью отличаются группы скважин, проработавших короткий срок (2 месяца отработали 69 скважин, 3 месяца – 66 скважин, 6 месяцев – 51 скважина, 9 месяцев – 28 скважин, 12 месяцев – 10 скважин).

Для скважин, отремонтированных по новой технологии, получены следующие результаты:

- 2 месяца отработали 54 скважины;
- 3 месяца – 51 скважина;
- 6 месяцев – 35 скважин;

- 9 месяцев – 14 скважин;
- 11 месяцев – 4 скважины;
- 12 месяцев – ни одной.

Помимо динамики дебитов нефти и жидкости, нами рассмотрены величины снижения этих дебитов (%) относительно первоначальных (после получения эффекта) величин, а также сводные данные по динамике дебитов нефти и жидкости.

Исходя из рассмотренных данных, построены графики динамики добычи и жидкости после ГРП в целом и по видам работ (рис. 7 и 8).

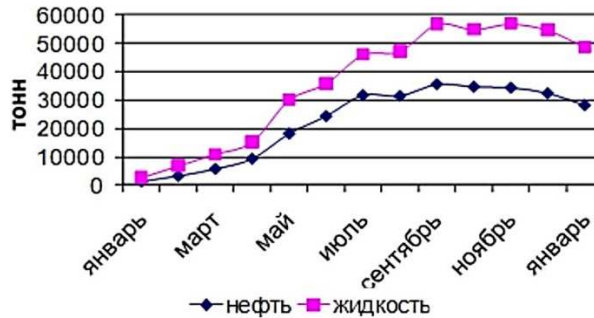


Рисунок 7 – Динамика добычи нефти и жидкости после проведения ГРП

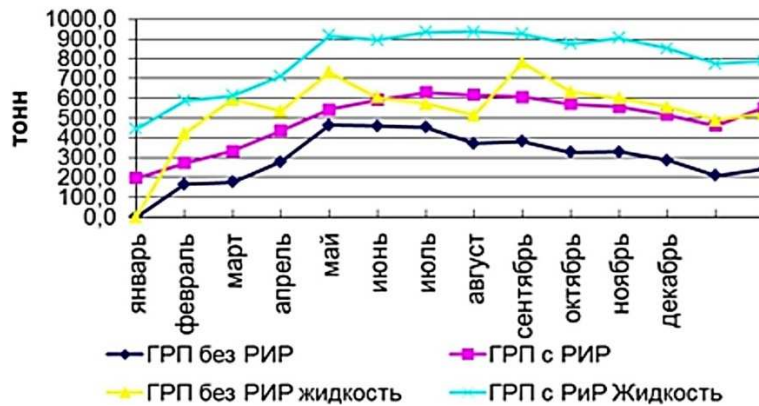


Рисунок 8 – Динамика добычи жидкости и нефти после проведения ГРП по видам работ

Анализ динамики по отдельным группам позволяет сделать следующие выводы:

1. Темпы снижения дебитов по скважинам, где ГРП проведены без РИР, значительно выше, чем по скважинам, где ГРП проведены с РИР (через 4 месяца дебиты нефти и жидкости по первой группе снизились на 39,2 и 48,6 %, а по второй на 18,0 и 20,8 %), причём по скважинам, отремонтированным по новой технологии, снижение дебитов составило в первом случае 48,0 и 49,4 %, а во втором случае – 21,8 и 22,8 %.

2. Из числа отдельных подрядчиков наибольшее снижение дебитов за первые 4 месяца имело по скважинам, отремонтированным фирмой «Катобьнефть» (снижение по дебиту жидкости составило 27,5 % по нефти и 28,9 % по жидкости, в том числе по скважинам, отремонтированным по новой технологии соответственно 29,4 и 29,4 %).

Обоснование необходимости повторных ГРП в 2020 году

Снижение дебита по ряду скважин после первоначально высоких значений является столь значительным, что возникает вопрос о целесообразности повторного ГРП.

При определении возможного эффекта исходили из того, что после повторного ГРП дебит жидкости будет равен дебиту жидкости после проведения первоначального ГРП (исключением является скважина 5537, по которой дебит жидкости принят в 1,5 раза больше, поскольку первый ГРП проводился по старой технологии). Дебит нефти принят равным 90 % от дебита после предыдущего ГРП (учитывая рост обводнённости).

После анализа данных было намечено для повторного ГРП 13 скважин, по которым на февраль 2020 года имело место наиболее резкое снижение дебитов нефти (от 42 до

77 %, в среднем 57,4 %) и жидкости (от 40 до 79 %, в среднем 53,96 %). Согласно проведённому расчёту, средний прирост дебита нефти должен составить 32,96 тонн/сут., а суммарный 423,3 тонн/сут.

Учитывая довольно значительные текущие дебиты рассматриваемых скважин, повторные ГРП следует осуществлять достаточно осторожно. В первую очередь, следует убедиться, что скважина не подлежит оптимизации; при высоких динамических уровнях проводится оптимизация отбора, а проведение повторного ГРП откладывается. Если же возможности оптимизации исчерпаны, проведение повторного ГРП будет достаточно обоснованным, но по скважинам с дебитами более 20 тонн/сут. нефти, ГРП следует совмещать с очередной остановкой скважины.

Усовершенствование процесса ГРП

Остановимся на некоторых технологиях, позволяющих снизить вынос проппанта, таких как:

- образование блока расклинивающего агента на входе в трещину (концевое запечатывание трещины) для получения закрытых трещин без каналов;
- принудительное смыкание трещины или методики управляемого выноса, которые помогают создать набивку в трещине;
- применение проппанта со спекаемым полимерным покрытием.

Вероятность возникновения условий, при которых будет происходить вынос проппанта из трещины с нормальной набивкой, значительно ниже, нежели из трещины без соответствующей набивки, однако даже и набивка ещё не даёт полной гарантии того, что выноса проппанта не будет. Имеется информация о том, что даже хорошо спроектированные и выполненные гидроразрывы всё равно были осложнены выносом проппанта.

Как выяснилось, проблема выноса не только проппанта, но и мелких пластовых фракций, существует на некоторых скважинах главным образом в пластах с низкой температурой (рябчик). В то же время на других скважинах не возникает проблемы с выносом проппанта или мелких механических пластовых частиц, что свидетельствует о том, что применяемый проппант с полимерным покрытием выполняет свою функцию, а вынос проппанта в ряде скважин обусловлен другими причинами.

Даже проппантная пачка сама по себе способна сдерживать выход пластового песка при условии, что размер зёрен проппанта находится в определённой пропорции (~ 6) к среднему распределению пластового песка по диаметру. Однако в случае пласта рябчик, который характеризуется повышенной рыхлостью и склонностью к выносу пластового песка и мелких фракций, следует рассмотреть дополнительные меры с целью недопущения их выноса.

Для предупреждения выноса проппанта в принципе есть два основных способа, не считая снижения скорости отбора:

- 1) применение проппанта с полимерным покрытием;
- 2) применение технологии ускоренного нанесения полимерного слоя в процессе обработки Экспедайт.

При закачке проппанта полимерный материал покрытия спеканиеуется (вулканизируется) при забойной температуре. Спеканиеация означает, что покрытие, нанесённое на зёрна проппанта, сцепляется в местах контакта зёрен друг с другом. В результате формируется проппантная запечатывающая набивка, для разрушения которой уже требуется определённая увлекающая сила. Теоретически рассчитанное значение составляет 1,5 атм. Следовательно, сила сцепления спекаемого полимерного покрытия проппанта должна быть выше этого значения.

Компания «Halliburton» недавно разработала для таких случаев другую систему под названием «Expedite» (Экспедайт), которая позволяет ускоренное нанесения полимерного слоя в процессе обработки и может применяться при относительно небольших температурах (Expedite – ускорять. Прим перев.). Материал Expedite вводится в проппант в процессе закачки. Затем происходит его вулканизация при существующих условиях на забое. Для него не требуется никакого усилия смыкания и его спекание происходит только за счёт температуры.

Существует несколько мер в процессе операции ГРП, направленных на ограничение выноса проппанта.

- *Образование блока расклинивающего агента на входе в трещину (концевое запечатывание трещины) Tip-Screen-Out (TSO):*

Методика концевого запечатывания трещины позволяет сформировать плотную проппантную пачку в конце обработки, ограничивающую любое перемещение проппанта после смыкания трещины. Реализация этой методики на практике зависит от правильно выполненных расчётов с помощью компьютерной программы проектирования ГРП и анализа технологического процесса в режиме реального времени на месте проведения работ. Такая мера направлена не только на ограничение выноса проппанта, но и на геологических объектах Самотлорского и других аналогичных месторождений, позволяет добиться оптимальных дебитов. Проекты для любой скважины должны подразумевать выполнение ГРП с концевым запечатыванием трещины. Поэтому проектирование обработок должно выполняться с учётом специфических условий коллектора для данной скважины.

- *Принудительное смыкание:*

Принудительное смыкание трещины применяют в тех случаях, когда необходимо гарантированно обеспечить наличие проппантной пачки в нужном месте. При технологии принудительного смыкания трещины очень важно иметь возможность регулирования низких значений оттока проппанта из трещины вплоть до момента её закрытия.

- *Проппant с полимерным покрытием:*

Проппant с полимерным покрытием применяется для возможности предупреждения выноса проппанта.

Смысл применения данного типа проппанта состоит в том, что между зёрнами проппанта образуется дополнительное сцепление, оказывающее дополнительное сопротивление влекущей силе потока. Поскольку в настоящее время гибкая труба не используется для выполнения промывки скважины, можно применять только проппant с полимерным покрытием, который садится в стволе скважины не только за счёт температуры, а для спекания и сцепления зерен друг с другом дополнительно требует усилия и температуры смыкания трещины. В противном случае потребуются разбуривание проппанта с полимерным покрытием или же эффект от ГРП будет весьма ослаблен, поскольку за перфорациями не останется больше проппанта, что выразится в снижении дебита, особенно в длительной перспективе.

После образования трещины при гидроразрыве её дальнейшее распространение происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему главному напряжению. Своё начало трещина берёт в точке наименьшего пластового напряжения. Но поскольку имеется фазовый сдвиг на 60 или 90 градусов, то, скорее всего, это означает, что не все отверстия перфорации будут совмещены с трещиной. Некоторые отверстия перфорации вообще не будут задействованы, как это показывают проводимые диагностические закачки (ступенчатый тест с понижением подачи). Тогда это означает также, что и проппанта не будет в этих отверстиях перфорации и есть вероятность того, что через эти отверстия будет идти отток пластового песка на более позднем этапе эксплуатации скважины. Единственный способ исправить эту ситуацию состоит в том, чтобы выполнить прострел отверстий перфорации со сдвигом фазы на 180 градусов в направлении максимального горизонтального напряжения.

Для того чтобы устранить вынос проппанта используются как проппанты с частично отверждённым покрытием, так и проппанты с покрытием, подлежащим полному процессу отверждения. Имеется большое разнообразие проппантов с полимерным покрытием, предназначенным для разных применений. Критериями для выбора нужного проппанта являются давление смыкания, температура, область конкретного применения.

Имеется несколько факторов, влияющих на процесс выноса проппанта при использовании проппанта с полимерным покрытием. Здесь они приведены не обязательно в порядке степени воздействия, однако все они взаимосвязаны и влияют на конечный результат:

- Система полимера: полимерные системы рассчитаны на их отверждение (полимеризацию) при различных температурах, напряжениях смыкания и отличаются особыми свойствами.

Температура и профиль смыкания, под который «садится» проппантная пачка. В частности время, в течение которого проппант находится в составе суспензии, температурная кривая нагревания суспензии и пачки в пласте, а также кривая давления смыкания.

- Составляющие жидкости разрыва, кислотность pH, вязкость и температура.
- Сферичность проппанта и его размер по номеру сита (меш). Чем большую сферичность и размер имеет проппант, тем легче он выдавливается из трещины (если он помещён в породу с высоким значением модуля при минимальном осаждении). Зерна проппанта большого размера имеют меньше точек взаимного соприкосновения на единицу объёма.
- Способ обработки скважины и/или технологический перерыв с последующей обработкой.

Одной из наиболее ответственных операций, позволяющих избежать создания ситуации возможного выноса проппанта, является работа по очистке скважины после закачки расклинивающего агента во время операции гидроразрыва. Любая проппантная пачка, как из обычного, так и из проппанта с полимерным покрытием, рассчитываются таким образом, чтобы оказывать определённое противодействие влекущей силе потока. Проппант образует проппантную пачку, которая сохраняется свою целостность до определённого предела, пока влекущая сила не превысит его, либо на проппантную пачку будут оказывать воздействие внешние факторы, например, импульсные нагрузки, выражающиеся в циклически изменяющихся напряжениях. Хотя проппант с полимерным покрытием и обеспечивает большее усилие сцепления между зёрнами проппанта, возникшее сцепление может быть нарушено при приложении чрезмерного усилия или воздействию циклически изменяющегося напряжения на проппантную пачку. Материал полимера обычно характеризуется хрупкостью, и любые импульсные нагрузки могут нарушить это сцепление. Нарушение этого сцепления мы наблюдали на лабораторных образцах и это свидетельствовало о том, что на проппантную пачку из полимерного проппанта было оказано слишком большое усилие. Полимер, используемый для AcFrac CR, фактически обладает даже ещё большей хрупкостью по сравнению с полимером, используемым в производстве Керамакс I, и вероятность разрушения сцепления зёрен становится ещё выше.

Точно так же, как и при промывке скважины, вывод скважины на режим должен производиться плавно во избежание возникновения импульсных нагрузок. После надлежащей очистки скважины оптимальные объёмы отбора должны основываться на прогнозных показателях после проведения ГРП. В тех случаях, когда невозможно гарантировать чистоту скважины, тогда может быть использован один насос в качестве протекторного расходоуемого насоса, который приносится в жертву. Однако это не обязательно, если скважина была должным образом очищена, проппантная пачка сохранила стабильность и на неё не было оказано никакого пульсирующего или расшатывающего воздействия. Конечно, как было уже отмечено ранее, всегда есть вероятность того, что проппант с полимерным покрытием не перекрыл полностью интервал перфорации.

Кроме того, уменьшая длину перфорации и соответственно вероятность, что это произойдёт, этого явления можно избежать вообще. Предупредить возникновение такой ситуации невозможно, поскольку реакция каждой скважины отличается, особенно, когда мы имеем дело с рыхлыми пластами.

Для корректировки проведенных ГРП можно рекомендовать 2 вида корректирующих ремонтных мероприятий:

- 1) дополнительное запечатывание проппантной пачки с использованием только проппанта с полимерным покрытием;
- 2) обработка в пласте с целью уплотнения.

Обработка в пласте с уплотнением выполняется методом закачки для уплотнения проппантной пачки или пластового песка в пристволенной зоне. Обработка для уплотнения в пласте является технологией, направленной на то, чтобы остановить выход проппанта или песка, искусственно связав зёрна проппанта или пластового песка в одну общую массу. Через отверстия перфорации прокачивается жидкий полимер, попадая в поровые пространства между зёрнами проппанта или песка. Избыток полимера затем удаляется промывкой или методом разделения фаз. Полимерная оболочка покрывает зёрна проппанта или песка, застывает и уже удерживает песок на месте.

Имеется несколько типов доступных полимеров: эпоксидные смолы (HydroCon E, PropLok), фурановые смолы (Hydrofix, Sanfix) и фенольные смолы. Процессу упрочнения способствуют следующие условия:

- непродолжительное время;
- ранее не наблюдалось оттока песка;
- ограниченная склонность к выносу песка;
- высокое пластовое давление;
- хорошее качество песка с проницаемостью в вертикальном направлении.

Обычно закачивают тип полимера, соответствующий данному проппанту.

Но чтобы выполнить эту работу, необходима соответствующая предварительная промывка при помощи поверхностно-активного вещества. Предварительная промывка жидкостью необходима для того, чтобы подготовить пласт к приёму полимера. Далее нагнетается полимер с малой вязкостью, который стремится к поверхностям кремнезема. Для вымывания полимера из порового пространства нужна последующая промывка. И последняя стадия – это закачка катализатора в матрицу из увлажненного полимером песка, после чего сразу же начинается процесс отверждения.

Выводы

На способы борьбы с выносом пластового песка и проппанта влияют многие факторы. Но только определённые целенаправленные решения, учитывающие все обстоятельства, могут снизить и свести к минимуму вынос мелких механических частиц и проппанта. Для начала скважина должна быть хорошо подготовлена. Следующий шаг – непосредственно проведение на ней ГРП, в процессе которого могут быть сделаны измерения определённых параметров, способствующих выносу проппанта. Предельно внимательно нужно относиться к пласти во избежание воздействия на него периодических импульсных нагрузок. Такие периодические нагрузки вызывают циклические напряжения, которые разрушают любую созданную проппантную пачку. Это относится к любому виду проппанта с полимерным покрытием. Проппанты с полимерным покрытием рассчитываются так, чтобы выдерживать влекущую силу потока, но они не выдерживают импульсных нагрузок.

Необходимо понять, что стопроцентная эффективность предупреждения выноса проппанта и миграции мелких частиц не всегда возможна из-за самого характера коллектора и других факторов, влияющих на вынос проппанта, таких как распределение проппанта с полимерным покрытием в интервале перфорации.

В частности, следует предполагать, что на больших интервалах перфорации решить проблему, скорее всего, не удастся.

В этих случаях фильтры могут оказаться единственной возможностью по предупреждению выноса проппанта. Однако фильтры обладают положительным механическим скин-эффектом и применение фильтра снизит дебит. Они также легко забиваются пластовыми мелкими частицами, нарушают нормальную работу и требуют замены. Другая возможность состоит в том, чтобы в процессе всей обработки использовать 100 % проппанта с полимерным покрытием, чтобы гарантированно не происходило смешивания, однако такой подход может оказаться нереализуемым по экономическим показателям.

Выводы и рекомендации

Из вышеизложенного анализа можно сделать вывод, что ГРП является более эффективным, чем глубокопроникающая перфорация, однако в некоторых случаях необходимо рассматривать целесообразность применения глубокопроникающей перфорации как альтернативы ГРП:

- считать целесообразным применение ГРП только по новой технологии;
- рекомендуется применять ГРП с РИР для уменьшения обводнённости продукции;
- во время ГРП применять технологии, предупреждающие вынос проппанта;
- продолжить практику широкого применения ГРП для интенсификации разработки объекта АВ₁¹⁻²;

- при планировании технологии процесса ГРП определять количество проппанта исходя из условия расхода проппанта не менее 3, но не более 5 тонн на 1 м нефтенасыщенной эффективной толщины пласта, причём оптимальной концентрацией предлагается считать 4 тонны на 1 м нефтенасыщенной толщины;
- при планировании процесса ГРП на объектах, где может произойти прорыв воды рассматривать возможность применения глубокопроникающей перфорации вместо ГРП.

Литература

1. Проект разработки Самотлорского месторождения. Геологическое строение продуктивных горизонтов. – Тюмень : СибНИИНП, 1991.
2. Проблемы разработки Самотлорского месторождения. – Тюмень : СибНИИНП, 1995.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1-4.
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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.
8. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М. : Недра, 1999. – 212 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
15. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – М. : Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. – 194 с.
16. Анализ эффективности производства гидроразрыва пласта на объекте АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd78b4d43a88421206d37_0.html
17. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта АВ₁¹⁻² (рябчик) Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 52–54.
18. Аксёнова Н.А., Анашкина А.Е. Анализ эффективности применения различных типов долот при бурении под кондуктор на Самотлорском месторождении // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 55–58.
19. Алексеева Л.В. Самотлорское нефтегазовое месторождение: проблемы подготовительных работ к его освоению // Сборник материалов VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «История и краеведение Западной Сибири: проблемы и перспективы изучения»; ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет», Ишимский педагогический институт им. П.П. Ершова (филиал) Тюменского государственного университета (10 ноября 2015 года, г. Ишим). – Ишим : Издательство филиала ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет» в г. Ишиме, 2016. – С. 119–125.
20. Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 36–48.

21. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
22. Воробьев А.Е., Малюков В.П., Галузинский И.Д. Инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и водоизоляции на Самотлорском нефтегазовом месторождении // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – С. 96–101.
23. Задорожный Е.В., Мустаева Э.Р. уточнение распределения типов пород в пласте АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 53–55.
24. Исупов А.В. Успешный опыт проведения двадцатистадийного ГРП за одну спускоподъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 56–58.
25. Казакова Т.Г. [и др.]. Гидродинамическое моделирование как инструмент анализа и оптимизации системы разработки в условиях неопределённости (на примере группы пластов АВ Самотлорского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 81–84.
26. Куликов Э.В., Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Особенности применения ГРП на Приразломном месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 127–132.
27. Лопухов А.Н. Интеллектуализация Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1 (168). – С. 58–64.
28. Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 194–195.
29. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Анализ проведения ГРП на переходящем фонде скважин на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 198–200.
30. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Технологический анализ эффективности применения ГС с ГРП в сравнении с ННС на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 201–203.

References

1. Samotlor field development project. Geological structure of productive horizons. – Tyumen : SibNIINP, 1991.
2. The problems of developing the Samotlor field. – Tyumen : SibNIINP, 1995.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : «Enlightenment-South» LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : OOO Publishing House - Yug, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Ilyina G.F., Altunina L.K. Methods and technologies of oil recovery enhancement for Western Siberia reservoirs. – Tomsk : TPU Publishing House, 2006. – 166 p.
8. Kanevskaya R.D. Mathematical Modeling of Oil and Gas Fields Development with Application of Hydraulic Fracturing. – M. : Nedra, 1999. – 212 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
12. Popov V.V. [et al.] Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
15. Economidès M., Olaini R., Valko P. Unified design of hydraulic fracturing. Bridging between theory and practice. – M. : Petrolians Services Company Limited, 2004. – 194 p.
16. Fracturing Production Efficiency Analysis at the AV₁¹⁻² Project in the Samotlor Field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd78b4d43a88421206_d37_0.html

17. Abdulmyanov S.Kh. Intensification of oil reserves production from formation AV_1^{1-2} (grouse) of Samotlor field with application of combined technologies // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. – 2010. – № 8. – P. 52–54.
18. Aksonova N.A., Anashkina A.E. Analysis of efficiency of application of different types of bits while drilling for conductor at Samotlor field // *Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas*. – 2017. – № 4. – P. 55–58.
19. Alekseeva, L.V. Samotlor oil and gas field: problems of preparatory works for its development // *Proceedings of VI All-Russian scientific-practical conference with international participation «History and local lore of Western Siberia: problems and prospects of studying»*; FSBEI HEI «Tyumen State University», Ishim pedagogical institute. FSBEI «Tyumen State University», Ishim Pedagogical Institute named after P.P. Ershov (branch) of Tyumen State University (November 10, 2015, Ishim). – Ishim : Publishing house of the Tyumen State University branch of FSBEI HPE in Ishim, 2016. – С. 119–125.
20. Antonov E.N., Savenok O.V. Estimation of cementing quality and technical state of wells on the example of Samotlor field on the data of acoustic method of control // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 1. – P. 36–48.
21. Antonov, E.N.; Shiyan, S.I. Technique and technology of the hydraulic fracturing at the wells of the Samotlor field // *Bulatovskie readings*. 2001. – 2020. – Vol. 2.
22. Vorobyov A.E., Malyukov V.P., Galuzinskiy I.D. Innovative technologies of the oil recovery enhancement and water shut-off at the Samotlor oil and gas field // *Bulatovskie readings*. 2020. Series: Engineering researches. – 2015. – № 3. – P. 96–101.
23. Zadorozhnyi E.V., Mustaeva E.R. Specification of rock type distribution in formation AV_1^{1-2} of Samotlor field // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. – 2011. – № 12. – P. 53–55.
24. Isupov A.V. Successful experience of carrying out of twenty stages of hydraulic fracturing in one downhole lifting operation at Samotlor field with application of technology «collar packer» // *Oil. Gas. Innovations*. – 2017. – № 7. – P. 56–58.
25. Kazakova T.G. [et al.]. Hydrodynamic modeling as a tool for analysis and optimization of development system in conditions of uncertainty (on an example of group of layers AB of Samotlor field) // *Neftepromyshlennoe delo*. – 2012. – № 1. – P. 81–84.
26. Kulikov E.V., Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Features of the hydraulic fracturing application at Prirazlomnoe field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 127–132.
27. Lopukhov A.N. Intellectualization of the Samotlor field. *Gas. Innovations*. – 2013. – № 1 (168). – P. 58–64.
28. Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. Analysis of the rock destruction tool at the Samotlor field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 3. – P. 194–195.
29. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Analysis of hydraulic fracturing at the transition well stock at Priobskoye field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 198–200.
30. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Technological analysis of HS application efficiency with hydraulic fracturing in comparison with HHC on Priobskoye oilfield // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 201–203.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ
СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASES FOR ANALYSIS OF DEVELOPMENT
OF THE NORTH-WESTERN PART OF THE PALYANOVSKAYA AREA
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

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

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

Анискин Владимир Викторович
студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
vladimir.aniskin1996@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено геологическое строение северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Приводится описание участка работ, его экономико-географическая характеристика, геолого-геофизическая изученность, стратиграфия, тектоника, нефтегазональность основных продуктивных пластов и гидрогеология. Целью разведочных работ является изучение продуктивных пластов и выявление продуктивных зон. Эти цели достигнуты путём проведения геолого-геофизических исследований (изучение керна, лабораторные исследования и ГИС). По результатам бурения разведочной скважины № 2280R получена новая геолого-геофизическая информация, позволяющая оценить запасы углеводородов в продуктивных пластах юрских отложений и уточняющая возможности их разработки.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; геолого-геофизическая изученность района; основные этапы геологоразведочных работ; изученность участка бурением и кернами; геофизические исследования скважин в процессе бурения; геолого-геофизические условия исследований; гидродинамические исследования скважин.

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

Aniskin Vladimir Viktorovich
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological University
vladimir.aniskin1996@mail.ru

Annotation. The article considers the geological structure of the north-western part of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. A description of the site of work, its economic and geographical characteristics, geological and geophysical knowledge, stratigraphy, tectonics, oil and gas content of the main productive strata, and hydrogeology are given. The purpose of exploration is to study reservoirs and identify productive zones. These goals were achieved by conducting geological and geophysical research (core study, laboratory research and well logging). Based on the results of drilling exploratory well № 2280R, new geological and geophysical information was obtained that allows us to estimate hydrocarbon reserves in productive strata of Jurassic deposits and clarifies the possibilities for their development.

Keywords: geological structure of the field; geological and geophysical knowledge of the area; main stages of exploration; exploration of the site by drilling and core material; geophysical studies of wells during drilling; geological and geophysical research conditions; hydrodynamic studies of wells.

Экономико-географическая характеристика района работ

В административном отношении Пальяновская площадь, входящая в состав Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения, в пределах лицензионного участка расположена в Октябрьском районе Ханты-Мансийского АО Тюменской области на левом берегу реки Оби. Описываемый район обжит достаточно слабо. Ближайший

населённый пункт – посёлок Пальяново, расположен в 7,5 км к юго-западу от лицензионной границы. Населённые пункты – Красноленинский, Урманский, Каменный расположены на р. Оби и её притоках.

В непосредственной близости к рассматриваемой площади находятся разрабатываемые Ем-Ёговская, Талинская (с запада) и Каменная (с юго-востока) площади этого же месторождения (рис. 1).

Территория характеризуется развитой инфраструктурой, включающей в себя все элементы обустройства промыслов (водоводы, нефте- и газопроводы, ДНС, КНС, внутрипромысловые автодороги, линии электропередач, подстанции и т.п.).

Пальяновская площадь связана трубопроводом с НПС «Шаим», где нефть поступает в магистральный нефтепровод, доставляющий её в крупные нефтеперерабатывающие центры.

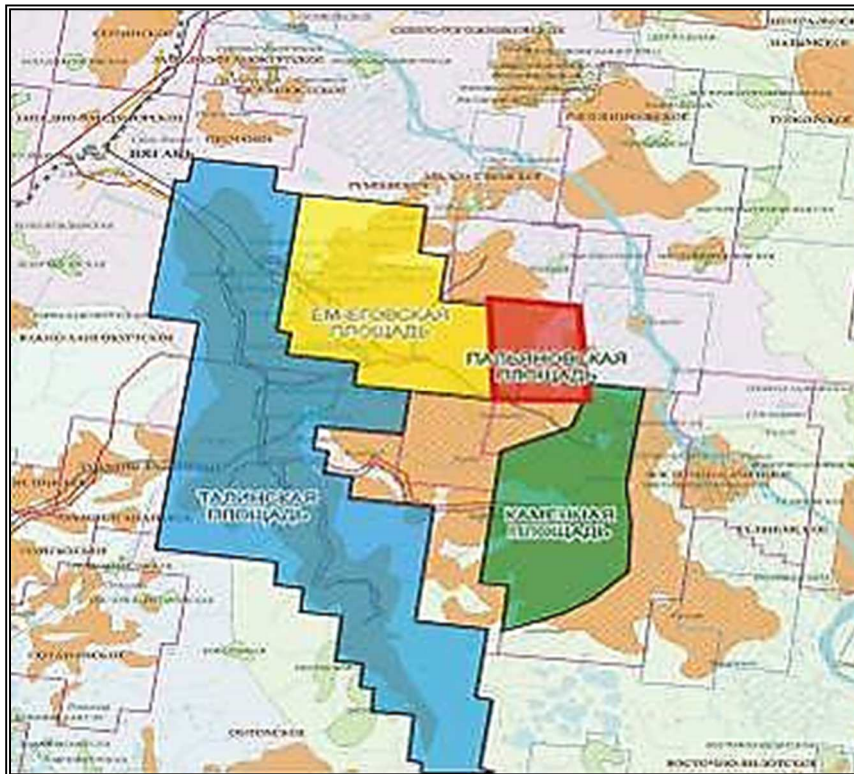


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Добываемый попутно газ после переработки на Красноленинском ГПЗ, находящемся в 27 км от г. Нягань, используется в качестве котельного топлива в г. Нягань и г. Урай и частично поступает в проходящий поблизости магистральный газопровод.

В составе Красноленинского месторождения выделяются Талинская, Ем-Ёговская, Пальяновская, Каменная, Ингинская, Восточно-Ингинская, Сосново-Мысская, Лебязья и ряд других площадей.

Геолого-геофизическая изученность района

Основные этапы геологоразведочных работ

Геолого-геофизические исследования на территории Западной Сибири до 1947 года исследования носили чисто описательный характер.

В 1947 году после создания министерства геологии СССР, одной из главных задач которого было усиление нефтепоисковых работ в Сибири, были начаты планомерные геолого-геофизические исследования Среднего Приобья, куда относится описываемый район.

В период 1953–1957 гг. проведена аэромагнитная съёмка масштабов 1:1000000, 1:500000 Новосибирской аэромагнитной экспедицией и гравиметрическая съёмка масштаба 1:1000000 ТГУ РСФСР.

В период 1957–1959 гг. в междуречье Оби и Конды выполнялись региональные сейсмические исследования МОВ и электроразведочные работы Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедицией.

В 1976–1981 гг. на исследуемой территории Тюменской комплексной геологоразведочной экспедицией выполнялись детальные сейсмические исследования МОВ ОГТ масштаба 1:50000 по системе многократного прослеживания (ОГТ).

В период с 1985 по 1989 гг. Туринской тематической экспедицией проведена переработка всех сейсмических материалов восточной части Краснотеннинского свода. В результате уточнён структурный план восточной части Краснотеннинского свода по отражающим горизонтам А, Т₂, Т, Б и М.

В 1998 году ОАО «Хантымансийскгеофизика» проведены сейсморазведочные работы методом 3D.

В 2002 году проведена обработка полевых материалов 3D сейсморазведки южным филиалом ОАО «Хантымансийскгеофизика» «Центр по анализу геологической и геофизической информации» (ЦАГГИ) в г. Тюмень.

В полевой сезон 2006-2007 гг. проведена 3D сейсмика в объёме 200 км², «Тюменьгеофизика» выполнила полевые работы в объёме 90 км², завершение работ было запланировано на сезон 2007–2008 гг.

Изученность участка бурением

Поисково-разведочные работы на Пальяновской площади начаты в 1971 году заложением скважины № 22Р в присводовой части поднятия. При опробовании скважины в интервале а.о. – 2316,3–2399,6 м (тюменская свита + палеозой) получен фонтанирующий приток нефти дебитом 192 м³/сут. на 8-мм штуцере. Отложения тутлеймской и викуловской свит в скважине № 22Р не опробовались.

В 1971 году составлен проект на поисковое бурение, которым предусматривалось в пределах Пальяновской площади пробурить 10 разведочных скважин. Целевыми задачами проектируемых работ являлись: изучение геологического строения; перспектив нефтегазоносности юрских (тюменская, абалакская и тутлеймская свиты) и нижнемеловых (викуловская свита) отложений, а также поиски в них залежей нефти и газа.

В период 1972–1974 гг. на Пальяновской площади пробурены 5 скважин №№ 21Р, 23Р, 26Р, 27Р и 29Р, которые закладывались с целью выявления границ распространения залежей нефти и изучения их геологического строения. Во всех пробуренных скважинах, вскрывших отложения юры и палеозоя, ниже-среднеюрские отложения испытывались в открытом стволе совместно с образованиями коры выветривания и доюрского фундамента, а в целом ряде скважин и совместно с тутлеймской и абалакской свитами.

В 1975 году поисково-разведочные работы в пределах Пальяновской площади значительно активизировались. В связи с тем, что по базисному объекту разведки (тюменская свита) ни в одной из скважин не были вскрыты водонасыщенные коллекторы (все скважины дали безводные притоки нефти или оказались сухими).

В период 1976–1978 гг. в пределах исследуемой территории пробурены 3 скважины №№ 37Р, 42Р и 44Р, которые закладывались на восточном и западном крыльях Пальяновской складки с целью изучения нефтегазоносности юрских (пласты ЮК₀–ЮК₁¹, ЮК₂₋₆) отложений и уточнения контура нефтеносности залежи викуловского (пласт ВК₁) горизонта.

С 1980 по 1985 гг. на изучаемой территории пробурены лишь 2 скважины №№ 96Р и 414Р. Скважина № 414Р пробурена как дублёр скважины № 26Р. При совместном испытании среднеюрских отложений (пласты ЮК₂₋₉) и базального пласта открытым забоем в скважинах получены: в скважине № 414Р приток безводной нефти, в скважине № 96Р незначительный приток пластовой воды.

В 1986 году по заданию Главтюменьгеологии на Пальяновской площади совместно с Ем-Ёговской площадью произведён подсчёт запасов нефти по викуловскому горизонту (пласт ВК₁). При утверждении запасов в ГКЗ запасы нефти по пласту ВК₁ в пределах Пальяновской площади полностью были отнесены к категории С₂.

На Пальяновской площади в период 1986–1994 гг. пробурены 15 разведочных скважин, 8 из них остановлены бурением в отложениях викуловской свиты и только 7 скважин (№№ 432Р, 441Р, 455Р, 457Р, 458Р, 465Р и 1001Р) пройдены до фундамента. Отложения викуловского горизонта вскрыты всеми 15 разведочными скважинами.

Основная цель бурения – изучение строения и продуктивности залежи пласта ВК₁. Скважины в большинстве случаев располагались в сводовых и присводовых частях Пальяновского и Сиговского локальных поднятий. Скважинами №№ 455Р и 457Р определялась северная граница залежи пласта ВК₁. Недоразведанным остался купол в районе скважины № 44Р, где не опробовано ни одной скважины. Кроме того, все 4 скважины №№ 44Р, 432Р, 455Р и 457Р заложены в крыльевых частях этого купола.

В пласте ВК₂ в сводовой части Пальяновского поднятия скважинами №№ 543Р и 582Р выявлена небольшая залежь нефти.

В период 2002–2008 гг. на Пальяновской площади пробурены 5 скважин №№ 1009Р, 1022Р, 600Р, 601Р и 603Р. Основная цель бурения – изучение строения и продуктивности залежей тутлеймской, абалакской и тюменской свит.

По состоянию на 01.01.2019 г. на территории Краснотенского месторождения в пределах Пальяновского лицензионного участка пробурено 37 поисково-разведочных скважин (табл. 1) общей проходкой 85701 м.

Изученность кернавым материалом

Отбор керна производился с целью изучения коллекторских свойств, литолого-петрофизической характеристики пород продуктивных пластов Пальяновской площади. С отбором керна из продуктивных пластов пробурено 32 скважины.

Таблица 1 – Сведения об объемах бурения по годам

Год	Номера скважин	Количество скважин	Метраж
1971	22Р	1	2432
1972	21Р	1	1527
1973	23Р, 26Р	2	5088
1974	27Р, 29Р	2	4973
1975	30Р, 31Р, 32Р, 35Р, 38Р	5	12475
1976	34Р, 42Р, 44Р	3	7836
1977	37Р	1	2564
1980	96Р	1	2718
1981	414Р	1	2491
1987	543Р, 544Р	2	3061
1988	536Р, 569Р	2	2995
1989	432Р, 579Р, 581Р, 582Р, 583Р	5	8591
1991	441Р, 455Р	2	5282
1992	457Р, 458Р	2	5130
1993	1001Р	1	2427
1994	465Р	1	2562
2002	1009Р, 1022Р	2	5598
2008	600Р, 601Р, 603Р	3	7951
Итого		37	85701

По отложениям викуловской свиты общий линейный вынос составил 520,5 м при проходке 234,7 м (или 45,1 %). По отложениям тутлеймской, абалакской и тюменской свит общий линейный вынос составил 667,7 м при проходке 1195,3 м (или 55,9 %). По разведочным и эксплуатационным скважинам пройдено по продуктивной части пластов 567,1 м, общий линейный вынос составил 373,7 м при проходке 227,5 м (или 60,9 %).

Геофизические исследования скважин в процессе бурения

В поисковых и разведочных скважинах комплекс методов ГИС выполнялся в соответствии с действующими документами: «Техническая инструкция по проведению

геофизических исследований в скважинах», «Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ» в концерне «Тюменьгеология» (1990 г.).

Комплекс ГИС для общих исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины:

- стандартный каротаж;
- индукционный каротаж;
- кавернометрия;
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НКТ);
- инклинометрия;
- термометрия;
- газовый каротаж;
- ОЦК;
- акустическая цементометрия (АКЦ);
- гамма-гамма цементометрия.

Комплекс ГИС для детальных исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:200 в интервале продуктивных пластов:

- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрокаротаж (МК);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микробоковой каротаж и микрокавернометрия (МБК + МКВ);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НКТ);
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П);
- акустический каротаж (АК);
- резистивиметрия;
- кавернометрия (профилеметрия) скважины.

Краткая характеристика условий проведения геофизических работ

Бурение скважин проводилось на пресном глинистом растворе удельного веса 1,10–1,20 г/м³, вязкости 20–60 секунд, водоотдачи не более 10 см³ за 30 минут. Для обработки глинистого раствора применялись КМЦ, ГКЖ, графит, игетан, каустическая сода, нефть, нитролигнин. Диаметры разведочных скважин составляют – 0,19 м, в эксплуатационных скважинах – 0,216 м.

Методика (технология) проведения ГИС определялась геологическими задачами. Промышленно-геофизические исследования в скважинах проводились или сразу же после вскрытия викуловской свиты или после вскрытия юрских отложений. Если в первом случае отмечается небольшая глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласты (2–4 диаметра скважины), то во втором случае глубина проникновения фильтрата бурового раствора составляет около 12 диаметров скважины. Во всех скважинах отмечается повышающее проникновение.

Геофизические исследования поисково-разведочных скважин выполнялись интервально в один или несколько приёмов.

В пределах одного этапа очередность проведения ГИС определялась степенью влияния зоны проникновения на показания отдельных методов, а также особенностями интерпретации методов ГИС. Первыми регистрировались кривые БКЗ, БК, МЗ, ИК, МБК, КВ, необходимые для получения информации о состоянии ствола скважины и определения удельных электрических сопротивлений пластов в радиальном направлении. Виды каротажа, отражающие пористость и литологию пород (НГК, НКТ, АК, ГГК-П, ГК), выполнялись в конце основных исследований, как менее подверженные влиянию промысловых жидкостей и их фильтратов.

В соответствии с требованиями технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах микрозондирование (МЗ), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (КВ) проводились в скважинах с углом наклона ствола, не превышающим 15°.

Оценка качества материалов ГИС осуществлялась при подготовке оперативных заключений по скважинам. Проверка материалов велась в соответствии с требованиями действующей инструкции по проведению ГИС и ведомственных приказов и распоряжений.

Окончательная оценка пригодности материалов ГИС для количественного определения параметров коллекторов устанавливалась на этапе комплексной интерпретации. По результатам такой оценки качества материалов ГИС проверялись и при необходимости уточнялись масштабы регистрации кривых.

Однако полнота и качество полученных материалов ГИС совместно с результатами испытаний, исследованиями керн обеспечивают решение таких геологических задач, как стратиграфическая идентификация отложений, литологическое расчленение и корреляция разрезов, выделение коллекторов и определение эффективных нефтенасыщенных толщин, установление положения ВНК и определения подсчетных параметров продуктивных объектов.

Геолого-геофизические условия исследований

Основными продуктивными объектами на Пальяновской площади являются отложения викуловской свиты ($ВК_1, ВК_2$), отложения тутлеймской ($ЮК_0-ЮК_0^1$), абалакской ($ЮК_1$), тюменской свиты ($ЮК_{2-3}, ЮК_4$ и $ЮК_6$) и базального пласта.

При обработке использовались имеющиеся результаты испытания продуктивных пластов и результаты определения физических свойств на керне по скважинам №№ 21Р, 22Р, 23Р, 27Р, 29Р, 31Р, 32Р, 35Р, 37Р, 414Р, 543Р, 544Р, 579Р, 581Р, 582Р и 583Р.

Коллектора продуктивных пластов $ВК_1$ и $ВК_2$ Пальяновской площади по фильтрационно-емкостным свойствам имеют поровый тип пространства и по классификации А.А. Ханина относятся к IV–V классам: открытая пористость по керну изменяется от 19,6 до 29,9 %, проницаемость варьирует от $0,38 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $888,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², а в отложениях тюменской свиты породы-коллектора относятся к коллекторам VI класса по А.А. Ханину: открытая пористость по керну изменяется от 11,3 до 18,2 %; проницаемость – $0,025-5,50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В целом термобарические условия залегания пластов и технологические условия бурения скважин являются благоприятными для проведения ГИС, получения качественного диаграммного материала и обработки полученных материалов ГИС.

Гидродинамические исследования скважин

За период разработки было проведено 50 гидродинамических исследований (ГДИ), из них 23 методами КВД, 15 – методами КВУ, 6 – КПД, в 47-и добывающих скважинах (43 % от пробуренного фонда скважин), дважды проведено гидропрослушивание.

Наибольшее количество исследований приходится на 1972–1981 гг., в эти периоды проведено 57,1 % исследований от общего числа ГДИ. С 1998 по 2006 гг. проведено 9 исследований пластов. В 2006 проведено 2 исследования в двух скважинах на объектах $ВК_1$ и $ЮК_{2-3}$. В 2008 году исследовался в основном нагнетательный фонд объекта $ВК$. Всего исследовано 9 скважин, в одной скважине проведены исследования в целом по юрским отложениям.

Стратиграфия

Пальяновская площадь приурочена к Красноленинскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области.

Проектная глубина закладываемой скважины составляет 2567 м, таким образом, она вскрывает мезозойские отложения не полностью. Следовательно, в литолого-стратиграфической характеристике разреза не рассматриваются породы фундамента триасового возраста, представленные туринской серией, а также нижний отдел юрской системы, который представлен гравелитами, песчаниками и прослоями глин шеркалинской свиты.

Ниже приведена сводная стратиграфическая колонка Пальяновской площади Красноленинского месторождения.

Мезозойская эратема МZ.

Юрская система J.

Средний отдел J_2 .

В подошвенной части отложений тюменской свиты (J_{2tm}) часто встречаются песчаные тела, по своим фильтрационно-емкостным свойствам отличающиеся от

остального разреза свиты. По описанию керна – это породы, представленные плохоотсортированными крупнообломочными конгломератами с обломками и галькой разнообразных пород, в том числе обломками метаморфизованного фундамента, сцементированными песчано-глинистым материалом. В фаціальном отношении относятся к пролювиальным и аллювиальным конусам выноса.

В разрезе тюменской свиты выделяются три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя.

Нижняя подсвита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин и углей. Породы часто слабоотсортированные с высокой долей глинистого и алевролитистого материала. Характерен растительный детрит. Встречаются единичные двустворки.

Возраст по данным анализов спорово-пыльцевого комплекса соответствует аалену. В разрезе подсвита представлена пластами ЮК₇₋₉.

Средняя подсвита в верхней части представлена слабо отсортированными песчаниками с прослоями буровато-серых алевролитовых глин и углей. В нижней части глины горизонтально-слоистые, с обугленным растительным детритом, корневидными растительными остатками. Встречаются единичные фораминиферы и двустворки. Спорово-пыльцевые комплексы относятся к байосу. Подсвита соответствует в разрезе пластам ЮК₅₋₆.

Верхняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием глин и алевролитистых песчаников с некоторым преобладанием последних в средней и верхней частях. Породы плохо сортированные, почти «мусорные», характерен обугленный растительный детрит, корневые системы, изредка встречается пирит и единичные двустворки. Спорово-пыльцевые комплексы бата и нижнего келловея. Подсвита соответствует в разрезе пластам ЮК₂₋₄.

Мощность тюменской свиты на Пальяновской площади изменяется от 0 до 330 м. Максимальные мощности отмечаются в пониженных участках рельефа фундамента. По направлению к сводовым участкам рельефа по фундаменту мощности тюменской свиты сокращаются за счёт выпадения нижних частей разреза.

Верхний отдел J₃

Верхнеюрские отложения в данном районе представлены морскими и прибрежно-морскими осадками. Они объединяются в абалакскую и тутлеймскую свиты нижней части полудинского надгоризонта.

Стратиграфический диапазон абалакской свиты от верхней части нижнекелловейского подъяруса до кимериджского яруса, тутлеймский – титонский ярус и низы берриаского яруса.

Абалакская свита (J₃ab) представлена двумя подсвитами: нижней и верхней. Граница между подсвитами нечёткая и часто условная.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами тёмно-серыми с буроватым оттенком, алевролитистыми с линзовидно-волнистой слоистостью, с обилием обломков ростров белемнитов, раковин пелеципод и отпечатков аммонитов. В основании подсвиты, в глинах, отмечается значительная примесь песчано-алевровитового материала, а также прослои песчаников и алевролитов. В нижней её части довольно часто встречается тонкий карбонатный пласт оолитового строения с сидеритовым цементом.

Отложения подсвиты прослеживаются на всей территории района, за исключением наиболее возвышенных участков. В верхней части подсвиты преобладают аргиллиты тёмно-серые, тонкоотмученные.

Обнаруженная фауна позволяет отнести вмещающие отложения к келловею и к нижнему и среднему оксфорду. Толщина нижней подсвиты достигает 15 м.

Верхняя подсвита представлена тёмно-серыми и чёрными аргиллитами, тонкоотмученными, с многочисленными карбонатными конкрециями сложного железисто-марганцево-кальцитового состава с включениями глауконита и пирита. Нередко встречаются маломощные прослои глауконитов и глауконитизированных алевролитов, а также карбонатов (в нижней части исключительно сидеритового состава) Отложения содержат обломки раковин пелеципод, остатки аммонитов и белемнитов.

Обнаруженная фауна позволяет считать, что верхняя подсвита абалакской свиты имеет возраст от верхнего оксфорда до киммериджа включительно. Толщина подсвиты – до 20 м.

К трещиноватым карбонатным прослоям на Пальяновской площади и на соседних площадях приурочен продуктивный пласт ЮК₁.

Толщина абалакской свиты в целом составляет 37 м.

Тутлеймская свита (J3tt) распространена повсеместно. Отложения согласно залегают на породах абалакской свиты. Породы представлены тёмно-серыми, до черных, битуминозными аргиллитами, плитчатыми плотными, массивными или рыхлыми, листоватыми, горизонтально-слоистыми в зависимости от состава. Верхняя половина свиты интенсивно пиритизирована. Пирит присутствует в виде очень тонких субпараллельных слоёв, толщиной в десятые доли миллиметров. Отмечаются маломощные (обычно не более 1 м) карбонатные пропластки.

В отложениях отмечаются остатки ихтиофауны, онихитов, ростров белемнитов, раковин аммонитов. По этим данным, с учетом положения в разрезе, возраст тутлеймской свиты определён от титонского яруса верхней юры до низов берриаса. Толщина тутлеймской свиты 15–40 м.

К трещиноватым прослоям аргиллитов на Пальяновской площади и на соседних площадях приурочен продуктивный пласт ЮК₀–ЮК₀¹.

С кровлей тутлеймской свиты связан отражающий горизонт Б.

Меловая система К

Меловая система представлена верхним и нижним отделами. Отложения меловой системы развиты повсеместно.

Нижний отдел К₁

В составе нижнего отдела меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются верхняя часть отложений тутлеймской свиты, фроловская, кошайская, викуловская и хантымансийская свиты.

Тутлеймская свита (верхняя часть) представлена тёмно-серыми и серыми, битуминозными аргиллитами с многочисленными отпечатками пиритизированных водорослей, обломками раковин пелеципод, аммонитов.

Толщина верхней части тутлеймской свиты изменяется от 8 до 15 м.

Фроловская свита (K₁fr) (берриас-баррем) согласно залегают на тутлеймской и распространена в пределах Красноленинского района повсеместно.

Нижняя часть фроловской свиты представлена морскими серыми и тёмно-серыми глинами с линзовидными прослоями глинистых известняков и сидеритов. В подошвенной части свиты в южной и юго-восточной части Красноленинского района появляются линзовидные прослои мелкозернистых песчаников.

Верхняя часть фроловской свиты представлена серыми глинами с прослоями алевролитов и многочисленными линзами и гнездами мелкозернистых песчаников, обусловливающих линзовидно-гнездовую текстуру глинистых пород. Возраст свиты по положению в разрезе и спорово-пыльцевому анализу принимается в объёме берриаса, валанжина, готерива, баррема и нижнего апта. Общая толщина фроловской свиты 527–625 м.

Кошайская свита (K₁ksh) (апт) имеет повсеместное распространение в пределах Красноленинского района. Её отложения согласно залегают на породах фроловской свиты и перекрываются без видимых следов перерыва породами викуловской свиты. По литологическому составу свита разделяется на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка отличается существенно глинистым составом. Верхняя же пачка содержит, кроме глин, алевролиты и алевриты с прослоями известняков. Характерно обилие линз и гнезд песчаного материала. Наиболее выдержана на больших территориях нижняя пачка. Она является хорошим маркирующим горизонтом.

Породы содержат спорово-пыльцевые комплексы датируемые аптом.

По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст кошайской свиты принимается аптским. Общая мощность кошайской свиты 50–65 м.

Викюловская свита (K₁vk) (апт-альб) имеет региональное распространение в пределах западной части низменности. Залегают на кошайской и перекрываются хантымансийской свитой. Подразделяется с некоторой долей условности на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена морскими глинисто-алевритовыми породами с подчинёнными прослоями глинистых известняков с текстурой «конус в конус». Вверх по

разрезу количество алевритового материала увеличивается. Содержит обугленные растительные остатки, желваки сидерита. Возраст её по положению в разрезе и споропыльцевым комплексам принят в объёме верхов верхнего апта. Верхняя подсвита имеет преимущественно алеврито-песчаный состав с линзами и прослоями глин. Глины серые и тёмно-серые, обогащённые алевритовым материалом. Песчаные и алевролитовые пласты часто имеют микрослоистое линзовидное строение. Во многих случаях трудно проследить песчано-алевролитовые пласты по площади.

Линзы связаны друг с другом взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. В отложениях викуловской свиты на Красноленинском своде содержатся залежи нефти. Толщина викуловской свиты 225–290 м.

К кровле отложений викуловской свиты приурочен отражающий горизонт M_1 .

Хантымансийская свита (K_1hm) (альб) согласно залегает на породах викуловской и перекрывается отложениями уватской свиты. По литологическому составу разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена морскими тёмно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов, известняков и сидеритов. В нижней подсвите выделены комплексы фораминифер. На основании этих данных возраст нижней подсвиты ханты-мансийской свиты принимается в объёме среднего альба. Возраст верхней подсвиты принят в объёме верхнего альба.

Верхняя подсвита представлена прибрежно-морскими сероцветными алевролитами и глинами с редкими прослоями песчаников. Породы содержат многочисленный обугленный детрит. Подсвита подразделяется на две пачки. Нижняя пачка представлена чередованием песчаников и глин. Характерной особенностью пачки является выдержанность песчаных пластов и разделяющих их глинистых перемычек. Верхняя пачка представлена чередованием алевролитов и глин с прослоями песчаников. Общая толщина хантымансийской свиты равна 240–275 м.

Верхний отдел K_2

В составе верхнего отдела меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Уватская свита (K_{2uv}) (сеноман) залегает согласно на нижележащих отложениях хантымансийской свиты, представлена песками, алевролитами и глинами. Толщина уватской свиты 225–275 м.

Кузнецовская свита (K_2kz) (турон) трансгрессивно залегает на подстилающих отложениях уватской свиты. Свита представлена тёмно-серыми глинами, серыми и зеленовато-серыми глинами, с единичными прослойками алевролитов, реже глауконитовых песчаников. Содержит многочисленные остатки фауны пелеципод, лингул, аммонитов, рыб, пиритизированный и обугленный растительный детрит.

Общая толщина кузнецовской свиты 35–50 м.

Березовская свита (K_2br) (верхи турона-кампан) повсеместно развита в пределах изучаемого района. Свита согласно залегает на породах кузнецовской свиты и без видимого перерыва перекрывается отложениями ганькинской свиты.

Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена серыми, тёмно-серыми и голубовато-серыми опоками, кремнистыми глинами и аргиллитами. С запада на восток отмечается уменьшение степени опокovidности пород подсвиты и появление прослоев алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита представлена серыми, а в верхней части зеленовато-серыми глинами, опокovidными, с редкими прослоями опок.

Общая толщина березовской свиты 190–240 м.

Ганькинская свита (K_2gn) (верхи кампана-датский) в пределах изучаемого района распространена повсеместно. Ганькинская свита представлена характерной толщей известковистых зеленовато-серых глин, иногда опокovidных, с прослоями алевролитов и мергелей. Мощность известковых глин уменьшается в северном направлении.

Толщина ганькинской свиты 40–60 м.

Кайнозойская эратема KZ

В составе кайнозойской эратемы выделены палеогеновые и четвертичные отложения. Неогеновые отложения на изучаемой территории отсутствуют.

Палеогеновая система Р

Палеогеновые отложения согласно залегают на породах меловой системы и представлены тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом.

Палеоцен Р₁

Талицкая свита (Р_{1tl}) имеет широкое распространение в пределах изучаемого района. Свита разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена тёмно-серыми, массивными глинами, участками глауконитовыми, с редкими линзами сидеритов и алевритистого материала.

Нижняя часть верхней подсвиты талицкой свиты представлена тёмно-серыми, почти чёрными глинами с многочисленными гнёздами и линзами, выполненными алевро-лито-песчаным материалом и редкими прослоями алевролитов. Породы содержат тяжёлые пирита, глауконита. Верхняя часть подсвиты представлена однородными, тонкоотмученными, иногда опоковидными глинами. Общая толщина талицкой свиты 115–150 м.

Эоцен Р₂

Люлинворская свита (Р_{2ll}) имеет повсеместное распространение в пределах Красноленинского района. Породы свиты согласно залегают на породах талицкой свиты и без следов видимого перерыва перекрываются отложениями тавдинской свиты.

Свита разделена на три подсвиты. Нижняя подсвита представлена опоками и опоковидными глинами серыми, с присыпками кварц-глауконитового песка в нижней части.

Средняя подсвита сложена диатомитами и диатомовыми глинами, светло-серыми, иногда алевритистыми с неровным и полураковистым изломом. Встречаются прослои опоковидных глин.

Породы верхней подсвиты характеризуются зеленовато-серыми и тёмно-серыми тонкослоистыми диатомовыми глинами. В глинах отмечаются ходы червей, желваки марказита. Встречаются прослои опоковидных глин. Общая толщина свиты 200–225 м.

Тавдинская свита (Р_{2tv}) имеет практически повсеместное распространение в пределах Красноленинского района.

Свита сложена толщей голубовато-зеленых и оливково-зеленых пластичных глин с тонкими линзочками светло-серого алевритового материала. Общая толщина тавдинской свиты 120–160 м.

Олигоцен Р₃

Атлымская свита (Р_{3at}) залегают на отложениях тавдинской свиты согласно или участками с небольшим перерывом. Свита сложена аллювиальными, аллювиально-озёрными и озёрными светло-серыми кварц-полевошпатовыми, сахаровидными мелко- и разнозернистыми песками с прослоями зелёных и бурых глин. Мощность свиты 60–80 м.

Новомихайловская свита (Р_{3nm}) сложена чередованием серых и бурых глин, алевритов, серых и светло-серых кварцевых и кварц-полевошпатовых песков с прослоями и пластами углей и лигнитов. Породы обогащены растительными остатками, содержат пирит и ярозит. Толщина свиты 50–70 м.

Журавская свита (Р_{3gr}) представлена серыми и зеленовато-серыми глинистыми алевритами с прослоями песков и алевритов, с включениями глауконита. Толщина её 10–30 м.

Четвертичная система Q

Четвертичные образования имеют повсеместное распространение. Отложения четвертичного возраста представлены супесями, песками серыми и желтовато-серыми, кварц-полевошпатовыми, с прослоями глин серых, бурых, песчаных, иногда с включениями вивианита. Встречаются мощные слои торфа, линзы валунных галечников. Толщина четвертичных отложений составляют 20–40 м.

Тектоника

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» Красноленинский свод расположен в западной части Мансийской синеклизы. Синеклиза вытянута с севера на юг на 800–900 км при ширине до 400 км. В центральной части

Красноленинского свода расположена площадь Пальяновского лицензионного участка, приуроченная к зоне сочленения Восточной части Ем-Ёговской и Каменной вершин и примыкающего к ним с юга Пальяновского прогиба.

Красноленинский свод приурочен к северо-восточной части обширного Шаимско-Айторского антиклинория, собственно Айторскому антиклинорию и разделяющей их позднепалеозойской депрессии. Гранитизированное ядро антиклинория отображается на современном структурном плане доюрского комплекса и наследуется Красноленинским сводом-структурой первого порядка платформенного чехла (рис. 2).

Свод представляет собой вытянутую с юго-востока на северо-запад мегабрахмиан-антиклиналь (размер 115–165 км, амплитуда по кровле доюрских пород порядка 400–450 м), осложнённую несколькими куполовидными поднятиями и разделяющими их прогибами.

В геологическом строении Пальяновского участка, как и всей Западно-Сибирской низменности – одного из крупнейших структурных элементов земной коры, принимают участие породы, слагающие три структурно-тектонических этажа.

Формирование нижнего из них закончилось в палеозое и отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты. Он сложен эффузивными, дислоцированными осадочными и метаморфическими породами, представляющими складчатый фундамент плиты.



Рисунок 2 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты»:

- 1 – граница синеклизы; 2 – границы участка проектных работ;
- 3 – открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата;
- 4 – границы тектонических элементов I порядка;
- 5 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка

В фундаменте по геофизическим данным фиксируется густая сеть разнообразных разломов, включая и глубинные. Глубинные разломы подчинены двум направлениям: субмеридиональному и субширотному. Субмеридиональные, вероятно, заложены до силурийского периода и сохраняли активность до конца позднего палеозоя. Субширотные разломы являются более поздними. Доказательством этому служит положение разломов в общей структуре региона – субширотные разломы пересекают все средне- и позднепалеозойские структуры.

Основные элементы тектоники доюрских образований сформировались за счёт палеозойской геосинклинальной складчатости и раннемезозойского тектогенеза.

Большинство исследователей отмечают эрозионно-тектонический характер рельефа доюрских образований к началу формирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, конседиментационный рост куполообразных структур, который связывается с разнонаправленными дифференцированными тектоническими движениями.

Кроме того, большинство локальных структур носят также унаследованный характер развития от доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений.

Промежуточный структурный этаж охватывает отложения пермо-триасового возраста и характеризует собой парагеосинклинальный этап развития. Его породы в меньшей степени подвергались различного рода деформациям и метаморфизму.

Проектируемая скважина закладывается на северо-восточном крыле Пальяновского поднятия. Данная структура III порядка, имеет изометричную форму. С юга ограничивается выходом фундамента на поверхность, вытянута в северном направлении. Размеры Пальяновского поднятия 9x8 км. Структура оконтуривается по изогипсе – 2360 м, вершина поднятия находится в центре структуры и имеет абсолютную отметку – 2335 м. Вертикальная амплитуда составляет 25 м.

Гидрогеология

Целенаправленные гидрогеологические и гидрологические работы по поиску источников водоснабжения (подземных и поверхностных вод) в пределах Пальяновской площади не проводились. Оценка их даётся на основании поисково-разведочных работ, выполненных Свердловской гидрогеологической партией с целью изыскания источников хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Нягань (1982–1984 гг.). Кроме того, использовались данные одиночных скважин пробуренных в целях водоснабжения, а также материалы инженерно-геологической съёмки и материалы ГИС по глубоким скважинам. Большая часть рек и озёр района в гидрогеологическом отношении изучена слабо.

Пальяновская площадь на юге граничит с Каменной площадью Красноленинского месторождения, на которой в 70-х годах прошлого столетия проводились исследования гидрогеологических условий глубоких горизонтов.

Водопроявления различной интенсивности при изучении разреза аптских отложений зафиксированы в 41 исследованном объекте. При этом отобрано и проанализировано более 10 проб воды, в разной степени отражающих состав пластового флюида.

По имеющемуся объёму информации можно сделать заключение, что отложения викуловской свиты содержат высоконапорные с пластовым давлением минерализованные воды с температурой на кровле рассматриваемого пласта 60–77 °С.

Разрез мезозойско-кайнозойских отложений Красноленинского нефтегазоносного района представлен чередованием достаточно однородных и выдержанных по площади мощных песчано-глинистых толщ, которые формировались в обстановке нормальных морских и крупных опреснённых бассейнов, что позволяет уверенно выделить в его пределах ряд водоносных комплексов, отделенных друг от друга практически водонепроницаемыми водупорами.

Отложения тюменской свиты на Каменной площади Красноленинского месторождения безводные.

Сверху вниз по разрезу обособляются:

1. Толща континентальных (аллювиальных, аллювиально-озёрных) песчано-глинистых и пелитовых отложений олигоцен-четвертичного возраста, включающая журавскую, новомихайловскую и атлымскую свиты, которые содержат грунтовые и напорные пресные воды зоны свободного водообмена. Комплекс представляет практический интерес как источник хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения. Общая мощность комплекса ориентировочно составляет 150–200 м.

Комплекс подстилается толщей глин пластичных, реже песчанистых, известковистых, опоковидных турон-олигоценового возраста (чеганская, люлинворская, талицкая, ганькинская, березовская и кузнецовская свиты), надёжно отделяющих его от нижележащих водосодержащих пород нижнего гидрогеологического этажа.

2. Комплекс сеноман-альбских алеврито-песчаных с прослоями глин отложений уватской свиты и верхнехантымансийской подсвиты мощностью около 400 м. От нижележащих проницаемых аптских пород они отделены толщей глин ниже-хантымансийской подсвиты мощностью порядка 150 м.

3. Комплекс песчано-алевритовых пород, перемежающихся с прослоями и пластами глин, верхне-викуловской подсвиты мощностью 150 м.

Подстилается мощной аргиллито-глинистой толщей (до 650 м) кошайской, фроловской, тутлеймской и абалакской свит келловей-аптского возраста.

4. Комплекс песчано-глинистых отложений ниже-среднеюрского возраста (тюменская свита) мощностью 0–330 м, включающий выветрелую зону (до 65 м) фундамента палеозоя.

Нефтегазоносность и другие полезные ископаемые

Промышленная нефтегазоносность в пределах Краснотеннинского свода связана с образованиями коры выветривания, юрскими (базальный слой, шеркалинская, тюменская, абалакская и тутлеймская свиты) и меловыми (викуловская свита) отложениями.

В пределах Пальяновской площади промышленные притоки нефти получены из осадков викуловской (пласты BK_1 и BK_2), тутлеймской (пласт $ЮК_0$ – $ЮК_0^1$), абалакской (пласт $ЮК_1$), тюменской (пласты $ЮК_{2-3}$, $ЮК_4$, $ЮК_6$) свит и базального слоя.

Запасы нефти отложений викуловского горизонта на Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения утверждены в ГКЗ СССР в 1986 году. На 01.01.2019 г. на государственном балансе числятся запасы нефти по пластам BK_1 , BK_2 , $ЮК_0$ – $ЮК_0^1$, $ЮК_1$, $ЮК_4$, $ЮК_{2-3}$, $ЮК_6$ и базальному пласту.

По состоянию изученности на 01.01.2019 г. в пределах лицензионного участка северо-западной части Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения пробурено 110 скважин, из них 37 разведочных, две водозаборных и 71 эксплуатационная скважина, из них 3 горизонтальных и 1 скважина с зарезкой второго ствола. Отложения викуловского горизонта вскрыты 108 скважинами. Отложения юры вскрыты 35 скважинами из них 25 – разведочные. Породы фундамента на Пальяновской площади вскрыты 29 скважинами. Структура залегания пластов и категорий запасов в пределах Пальяновского лицензионного участка представлено на рисунке 3.

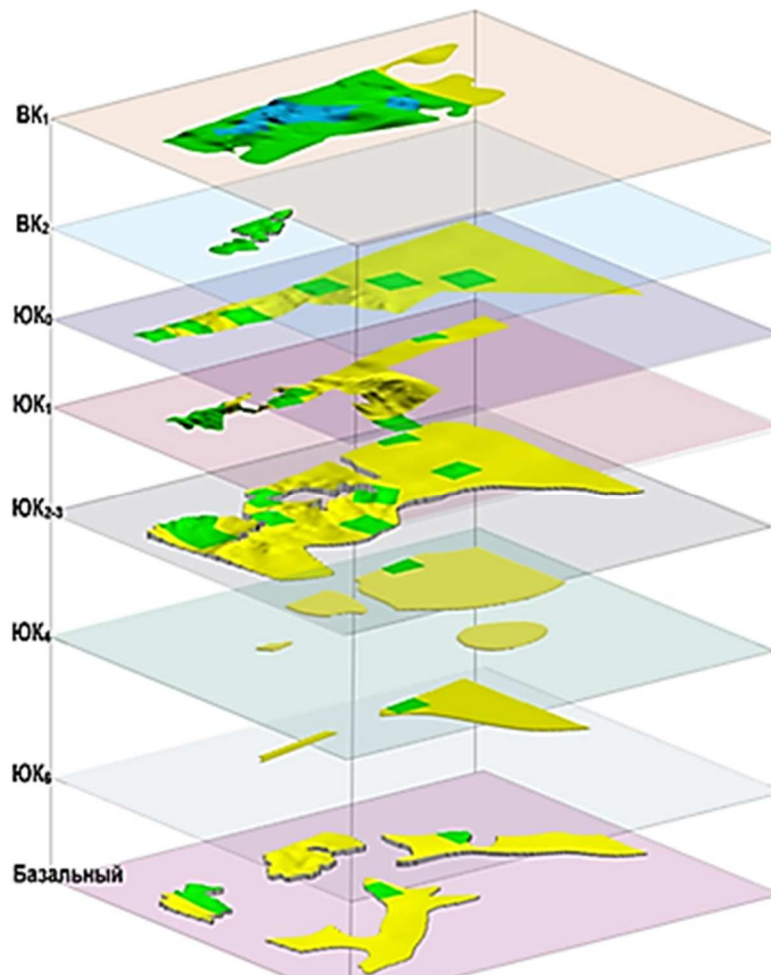


Рисунок 3 – Структура залегания пластов и категорий запасов Пальяновского ЛУ

Пласт BK_1 расположен непосредственно под толщей глин нижнехантымансийской подсвиты, толщина которой составляет 135–150 м. Песчано-алевролитовые образования пласта BK_1 имеют повсеместное распространение в пределах исследуемой территории. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются в пределах от 3,9 м

(скважины №№ 1308 и 9226) до 11,4 м (скважина № 414Р). Пласт ВК₁ достаточно уверенно прослеживается в разрезах скважин по качественным геофизическим характеристикам (отрицательная аномалия ПС, сужение диаметра скважины по каверномеру, положительное приращение на микрозондах и кривых РК). От нижележащего пласта ВК₂ он отделяется выдержанным глинистым прослоем, характеризующимся незначительным уменьшением амплитуды на диаграммах ПС, понижением кажущихся сопротивлений и увеличением глинистости по кривым РК.

Залежь нефти приурочена к собственно Пальяновскому и Сиговскому локальным поднятиям. Вскрыта залежь 24 разведочными скважинами на а.о. – 1384–1418 м. Опробование пласта ВК₁ проведено в 12 скважинах.

Основываясь на данных испытания скважин и интерпретации материалов ГИС ВНК по пласту ВК₁ принимается на а.о. – 1420 м.

Размеры залежи по внешнему контуру в пределах лицензионного участка (ВНК залежи раскрывается на запад) составляют 19,5×8,2 км, высота залежи 41 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,9 м (скважина № 1320) в центральных частях структуры до 2,0 м (скважина № 30Р) в краевых зонах. Залежь пластовая сводовая.

Схемы эффективных нефтенасыщенных толщин и нефтенасыщенности залежей пласта ВК₁ приведены на рисунках 4 и 5. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по площади залежей составляет 2,3 м. Пласт является продолжением аналогичного пласта Ем-Ёговской площади. Максимальные толщины порядка 15 м находятся в районе скважин №№ 414Р и 423Р.

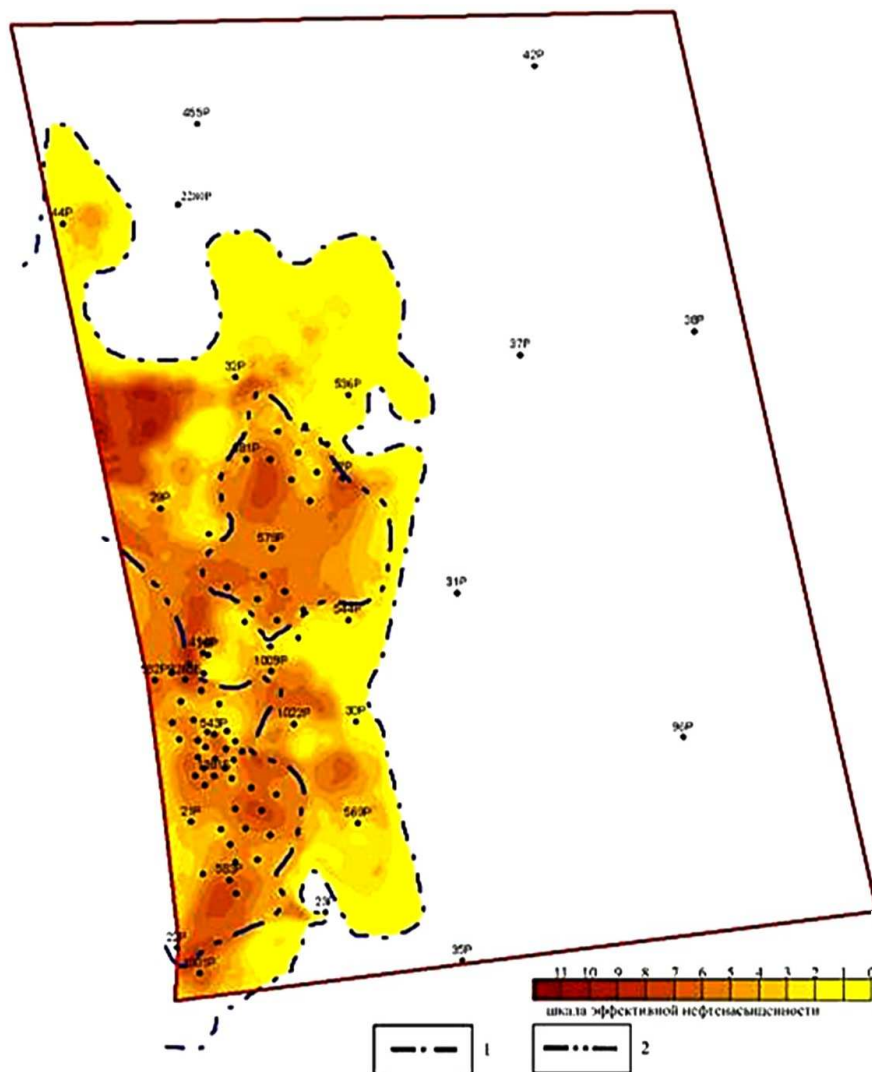


Рисунок 4 – Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта ВК₁:
1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности

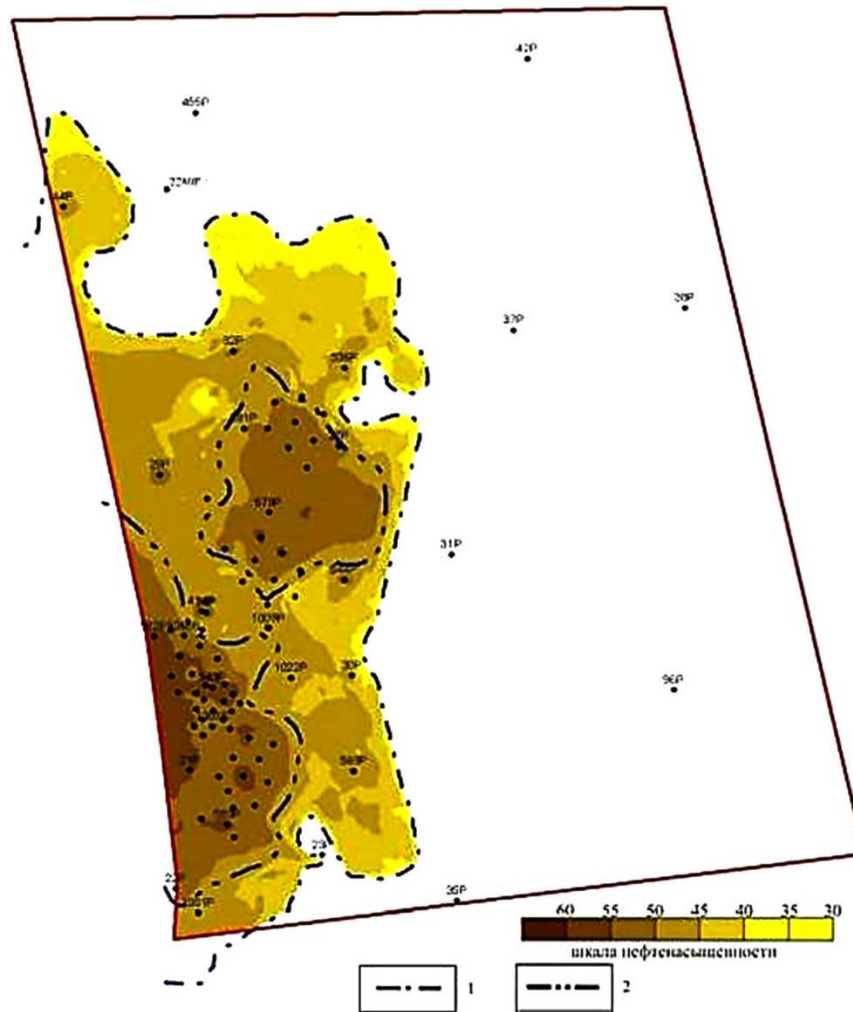


Рисунок 5 – Схема нефтенасыщенности пласта ВК₁:
1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности

Пласт ВК₂ вскрыт на абсолютных отметках – 1398,7–1439,7 м. Песчано-алевролитовые образования пласта ВК₂ широко распространены в пределах исследуемой площади. Коллекторы пласта замещаются глинами и сильноглинистыми алевролитами в пределах небольшого участка в районе скважины № 21Р, который разделяет нефтенасыщенные коллектора на 2 залежи. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются от 1,4 м (скважина №1308) до 14,4 м (скважина № 23Р).

Залежь на севере от зоны глинизации вскрыта 19 скважинами на абсолютных отметках – 1396,4–1410,5 м.

По результатам испытания с учётом данных ГИС ВНК северной залежи принят на а.о. – 1410,0 м.

Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 4,2х2,1 км, высота залежи 23,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 м (скважина № 1365) до 5,4 м (скважина № 543Р). Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

Залежь на юге от зоны глинизации вскрыта в семи скважинах. Чисто нефтяная зона выделяется по скважине № 9322, где по ГИС нефть до подошвы на а.о. – 1422,3 м.

Учитывая результаты пуска в эксплуатацию и данные ГИС, ВНК залежи принят на а.о. – 1420,0 м.

Размеры залежи по внешнему контуру 2,2х1,7 км. Высота залежи 18,5 м. Нефтенасыщенные толщины от 0,9 м (скважина № 12338) до 10,1 м (скважина № 9323). Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

В плане пласт ВК₂ разделён непроницаемой областью, характеризующейся скважиной № 21Р, на две залежи, имеющие разные уровни ВНК. По картам видно, что южная

залежь пласта включает в себя зону ЧНЗ, а также имеет более хорошие коллекторские свойства, чем северная.

Пласты ЮК₀–ЮК₀¹, ЮК₁

В пределах Пальяновской площади отложения тутлеймской и абалакской свит вскрыты 22 разведочными и 11 эксплуатационными скважинами на а.о. – 2279,4–2447,3 м и – 2228,8–2385,9 м соответственно. Общие толщины их изменяются от 20 до 28 м (тутлеймская свита) и от 14 до 32 м (абалакская свита) соответственно.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов ЮК₀–ЮК₀¹, ЮК₁ определяются степенью их трещиноватости и кавернозности. На данной стадии изученности можно лишь отметить, что участки с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами приурочены к сводовым частям поднятий расположенных в тектонически-напряженных зонах.

Несмотря на полученные многочисленные притоки нефти из отложений тутлеймской свиты и ее аналогов, освоение этого уникального объекта находится на начальной стадии. До сих пор не изучены закономерности распространения залежей, их строение. Кроме этого отсутствуют надёжные методы опробования пласта, интенсификации притока, что в ряде случаев может привести к отрицательному результату при испытании нефтенасыщенных участков свиты.

Нефтенасыщенные толщины в отложениях тутлеймской свиты не представляется возможным отнести к какому-либо типу залежей, что связано с достаточно низким уровнем их изученности, несмотря на их региональное распространение. В связи с этим термин залежь в данном случае был взят достаточно условно – под ним понимается непрерывное площадное распространение нефтенасыщенных толщин.

Коллектора тутлеймской свиты являются сложно построенными, эффективная пористость их представлена преимущественно вторичными пустотами. Эффективная толщина прослоев коллекторов не превышает, как правило, 1,4–3,6 м и в сумме составляет обычно не более 4,0–5,0 м.

Промышленная нефтегазоносность тутлеймской свиты (пласт ЮК₀–ЮК₀¹) установлена по результатам испытания 11 разведочных и 6 эксплуатационных скважин. По результатам испытания пяти из них были выделены четыре участка категории С₁.

Участок в районе скважин № 432Р был выделен в пределах километровой зоны на основании совместного испытания (№ 432Р совместно с ЮК₁ – неколлектор). В ходе испытания был получен существенный приток нефти: скважина № 432Р – 63,6 м³/сут. (в интервале а.о. – 2545,0–2517,0 м).

Участок в районе скважины № 29Р был выделен в пределах километровой зоны в результате совместного испытания пласта ЮК₀–ЮК₀¹ и пласта ЮК₁ (неколлектор) в открытом забое (в интервале а.о. – 2389,0–2434,0 м) дебит 5,4 м³/сут.

Участок в районе скважины № 32Р выделен в пределах километровой зоны на основании ввода в эксплуатацию с пластом ЮК₂₋₃ в обсаженном стволе). При вводе в эксплуатацию был получен приток безводной нефти 3,8 м³/сут. (в интервале а.о. – 2308,7–2318,5 м).

Запасы категории С₂ выделены в западной части участка и охватывает те скважины в которых по интерпретации геофизических материалов выделены нефтенасыщенные коллектора.

Аналогичное строение, по-видимому, имеют нефтенасыщенные коллекторы абалакского горизонта (пласт ЮК₁).

В пределах лицензионного участка пласт ЮК₁ опробован в 19 разведочных и 8 эксплуатационных скважинах. Отдельное опробование по пласту ЮК₁ проводилось в скважинах №№ 414Р, 1022Р, 9273 и 9323. В скважинах №№ 1022Р и 9323 притока не получено. В скважине № 414Р в перфорированном интервале а.о. – 2320,4–2355,9 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 4,1 тонн/сут. По комплексу ГИС коллекторы в пласте ЮК₀–ЮК₀¹ не выделяются. В скважине № 9273 получен незначительный приток нефти дебитом 0,7 м³/сут. В скважинах №№ 441Р, 455Р, 457Р, 1001Р и 1336, 12338 опробование проведено совместно только с тутлеймской свитой. В скважинах №№ 441Р, 455Р и 457Р притоков не получено, а в скважине № 1001Р при испытании интервала на а.о. – 2231,2–2251,2 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом

52,8 м³/сут. на 10 мм штуцере. В скважинах №№ 1336 и 12338 в интервале а.о. – 2272,9–2305,7 м и а.о. – 2228,8–2247,0 м соответственно, получен приток нефти дебитом 2,0 тонн/сут. и 2,5 тонн/сут. В скважинах №№ 22Р, 23Р, 31Р, 32Р, 35Р, 44Р, 96Р, 432Р, 465Р и 1009Р и в четырёх эксплуатационных скважинах (№№ 9322, 12364, 12366 и 12394) пласт ЮК₁ испытан в открытом стволе совместно с отложениями тутлеймской и тюменской свит, базального пласта и образованиями палеозоя. В скважинах №№ 23Р, 32Р, 44Р, 96Р и 432Р в разрезе ЮК₁ по комплексу ГИС коллекторы не выделяются. Полученные притоки нефти связаны, очевидно, с коллекторами тюменской свиты и базального пласта. В скважинах №№ 465Р и 1009Р притоков не получено. В скважине № 12364 опробование проводилось открытым забоем совместно с отложениями тутлеймской и тюменской свит, в результате которого получен фонтанирующий приток нефти дебитом 280,3 тонн/сут. При отдельном опробовании пласта ЮК₁ на а.о. – 2248,1–2266,1 м получен приток нефти с незначительным содержанием воды (нефти 11,1 тонн/сут., воды – 1,2 тонн/сут.). В скважине № 12394 опробование проводилось открытым забоем совместно с отложениями тутлеймской и тюменской свитами и базального пласта, в результате которого получен фонтанирующий приток нефти дебитом 234 тонн/сут. При отдельном опробовании пласта ЮК₁ на а.о. – 2291,7–2300,5 м получен фонтанирующий приток нефти с незначительным содержанием воды (нефти – 12,4 тонн/сут., воды – 0,3 тонн/сут.). Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 (скважина № 9273) до 6,4 м (скважина № 1336). По результатам испытания и пуска в эксплуатацию восьми скважин были выделены пять участков категории С₁.

Участок в районе скважины № 44Р был выделен в пределах километровой зоны в результате испытания пласта ЮК₀–ЮК₀¹ с пластами ЮК₄–ЮК₆ в открытом стволе, при испытании в интервале пласта по геофизике интерпретируемом как неколлектор был получен фонтан нефти дебитом 160,0 м³/сут.

Участок в районе скважин № 414Р был выделен в пределах километровой зоны на основании испытании скважины № 9273, где при испытании в обсаженном стволе получен приток дебитом 0,7 м³/сут. безводной нефти. При вводе в эксплуатацию из скважины с пластом ЮК₂₋₃ получен приток нефти – 2,4 тонн/сут. Так же при вводе в эксплуатацию скважины № 1336 с пластом ЮК₀–ЮК₀¹ получен приток безводной нефти 2,0 тонн/сут. (в интервале а.о. – 2277,0–2305,0 м).

При испытании открытым забоем до палеозоя скважины № 414Р получен приток ФБР, при вводе в эксплуатацию скважины в обсаженном стволе совместно с пластом ЮК₀–ЮК₀¹ в интервале а.о. пласта – 2347,4–2355,4 м получен 4,1 м³/сут. безводной нефти.

Участок в районе скважины № 12338 выделен на основании пуска в эксплуатацию совместно с пластом ЮК₀–ЮК₀¹, где получен приток безводной нефти дебитом 2,5 тонн/сут. из интервала а.о. – 2228,2–2247,0 м.

Участок в районе скважины № 31Р выделен на основании испытании открытым забоем до палеозоя, где получен приток безводной нефти 1,54 м³/сут.

Запасы категории С₂ выделены в западной части участка и охватывает те скважины, в которых по интерпретации геофизических материалов выделены нефтенасыщенные коллектора.

Пласт ЮК₂₋₃

На описываемой площади выделена крупная литологически и стратиграфически экранированная залежь. В пределах лицензионного участка пласт ЮК₂₋₃ выклинивается на поверхность фундамента, также имеет место замещение коллекторов пласта на глины, на западе переходящее в литологический экран, в центре участка – локализованное в районе скважины № 9250-2. Границы выклинивания пласта проведены по данным сейсмике, замещение коллекторов проводилось в большинстве случаев на середине расстояния между скважинами. ВНК в пределах залежи не выделялся, по причине отсутствия водоносных пропластков во вскрытых скважинах на территории лицензионного участка. Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 22,9×7,2 км, высота около 170 м. Тип залежи стратиграфически и литологически экранированная.

Пласт ЮК₂₋₃ в пределах лицензионного участка является единой залежью, на севере лицензионного участка характеризующейся высокими для тюменской свиты

эффективными толщинами – до 9,4 м (скважина № 441Р). В южной части залежь прерывается зонами замещения и многочисленными областями выхода фундамента. Коллекторские свойства и нефтенасыщенность пласта распространены в плане без соблюдения какой-либо закономерности.

Пласт ЮК₄

В пределах исследуемой площади пласт вскрыт на а.о. – 2350–2505 м. Общие толщины пласта изменяются от 9 м до 20 м. Породы представлены песчано-алевролитом-аргиллитовыми образованиями. Коллекторы крайне не выдержаны как в разрезе, так по простиранию, подвержены выклиниванию, литологическому замещению непроницаемыми разностями пород. Зоны замещения коллекторов занимают большую часть территории исследуемой площади (№№ 42Р, 465Р, 31Р, 9250-2, 414Р, 26Р, 9273, 1009Р, 30Р, 96Р, 458Р и 23Р). Границы замещения коллекторов пласта ЮК₄ в большинстве случаев проводились на середине расстояния между скважинами, в которых выделены коллекторы и скважинами, в которых они отсутствуют. В скважинах №№ 9426, 9322, 9323, 12366, 12394, 463Р и 22Р произошло выклинивание пласта. На северо-западной части Пальяновской площади в пределах продуктивного пласта ЮК₄ по материалам ГИС и результатам опробования и эксплуатации скважин выделяется пять залежей. Строение залежей мозаичное.

Залежь в районе скважины № 32Р вскрыта шестью скважинами №№ 32Р, 44Р, 455Р, 457Р, 441Р и 432Р. В северной части залежь выклинивается на фундамент, с северо-запада и востока замещается непроницаемыми глинистыми породами, а на севере и западе ограничивается границей лицензионного участка. По данным ГИС коллекторы пласта во всех скважинах характеризуются как нефтенасыщенные. Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 8,8×7,8 км, высота залежи около 87 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,6 м (скважина № 432Р) до 8,2 м (скважина № 441Р). Залежь относится к типу стратиграфически и литологически экранированной.

Залежь в районе скважины № 29Р находится в западной части Пальяновской площади и вскрыта одной скважиной № 29Р. С севера и востока залежь выклинивается на фундамент, с запада ограничен лицензионным участком, а на юге замещается глинистыми породами. По материалам ГИС скважина нефтенасыщена до подошвы. Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 3,4×3,8 км, высота залежи около 20 м. Залежь относится к типу стратиграфически и литологически экранированной.

Залежь вскрыта одной скважиной № 37Р. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы. Размер залежи 4,8×3,8 км, амплитуда залежи 26 м. Залежь литологически замкнутая.

Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 2,0×1,0 км, высота залежи около 40 м. Залежь стратиграфически и литологически экранирована.

Залежь в районе скважины № 35Р вскрыта одной скважиной № 35Р. Залежь с севера, запада и востока замещается глинистыми породами, а на юге ограничена границей лицензионного участка. Скважина № 451Р вскрыла пласт за пределами лицензионного участка. По данным ГИС коллекторы пласта ЮК₄ характеризуются как нефтенасыщенные. Размер залежи 0,75×1,3 км, высота залежи около 15 м. Залежь относится к типу литологически экранированных.

Пласт ЮК₆

Пласт вскрыт на а.о. – 2370–2550 м. Общие толщины пласта изменяются от 7 м до 22 м. Породы представлены песчано-алевролитом-аргиллитовыми образованиями. Пласт практически на всей исследуемой территории осложнён выступами фундамента, выклиниванием (№№ 432Р, 32Р, 9426, 9250-2, 414Р, 26Р, 9273, 1009Р, 9322, 9323, 12366, 12394, 463Р, 22Р и 35Р) и замещением пласта непроницаемыми глинистыми породами (№№ 42Р, 457Р, 37Р, 465Р, 31Р, 29Р, 30Р, 458Р и 23Р). Коллекторы выявлены только в северо-западной части лицензионного участка с небольшими эффективными толщинами от 1,0 м (скважина № 455Р) до 1,4 м (скважина № 44Р).

Залежь в районе скважины № 455Р вскрыта тремя скважинами (№№ 44Р, 455Р и 441Р). По интерпретации ГИС пласт в данных скважинах нефтенасыщен до подошвы. Скважина № 34Р вскрыла пласт за пределами лицензионного участка. Размер залежи 4,2×8,4 км, амплитуда залежи 62 м. Залежь относится к типу литологически экранированных.

Базальный пласт

Отложения базального пласта в пределах северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения имеют широкое плащеобразное распространение и отсутствуют только в сводовых частях поднятий, где породы фундамента перекрываются отложениями абалакской и тутлеймской свит. Коллекторы базального слоя в пределах исследуемой территории локализируются в пределах присводовых частей поднятий, в сводах которых отсутствуют отложения тюменской свиты (коллекторы вогулкинского типа), и в глубоких прогибах (коллекторы шеркалинского типа).

На исследуемой площади коллекторы базального пласта вскрыты 16 скважинами, 3 из которых (№№ 463P, 22P и 451P) находятся за границей лицензионного участка, на а.о. – 2333–2633 м. С коллекторами базального пласта связано четыре выявленных залежи нефти.

Залежь в районе скважины № 32P находится в районе Сиговского поднятия и вскрыта тремя скважинами №№ 42P, 432P и 32P и связана с коллекторами базального горизонта, рукавообразно распространяющимися от сводовой части Сиговского поднятия в северо-восточном направлении. Залежь с севера ограничена границей лицензионного участка и выходом фундамента, с запада пласт замещается на глинистые породы, а в районе скважины № 432P выклинивается на фундамент, с востока залежь замещается и на юге выклинивается на фундамент.

В скважине № 432P при совместном испытании открытым забоем коллекторов базального пласта с другими среднеюрскими пластами получен приток нефти дебитом 63,6 м³/сут. В скважинах №№ 42P и 32P получены слабые притоки нефти дебитом 0,13 м³/сут. при СДУ = 1307 м и дебитом 0,157 м³/сут. при СДУ = 1296 м соответственно при совместном опробовании открытым забоем с другими пластами. Нефтенасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,6 (скважина № 32P) до 3 м (скважина № 432P).

Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 10,3×2,9 км, высота залежи около 139 м. Залежь относится к типу рукавообразных стратиграфически и литологически экранированных.

В районе скважины № 29P находится замкнутая стратиграфически экранированная залежь. Залежь вскрыта двумя скважинами №№ 29P и 26P. Обе скважины были опробованы совместно с другими пластами и в открытом стволе получили незначительные притоки нефти дебитами 1,6 м³/сут. и 0,3 м³/сут. соответственно.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,2 м (скважина № 26P) до 4,2 м (скважина № 22P). Размер залежи 7,0×3,5 км, амплитуда залежи 93 м. Залежь относится к типу стратиграфически замкнутых и литологически экранированных.

Залежь в районе скважины № 31P представляет собой одно из ответвлений залежи Кальмановского прогиба. В пределах лицензионного участка коллекторы базального пласта распространены относительно узкой (2,0–3,5 км) извилистой полосой близкого к меридиональному простиранию. Залежь вскрыта двумя скважинами №№ 31P и 96P. Совместное опробование в открытом стволе с отложениями тюменской свиты проведено во всех скважинах. В скважине № 31P получен фонтанирующий приток нефти дебитом 1,54 м³/сут. на 2 мм штуцере, а в скважине № 96P получен приток воды.

Приток воды в скважину возможно поступал из более глубоких пород коры выветривания или палеозоя. По данным ГИС коллекторы базального пласта характеризуются, как нефтенасыщенные до подошвы.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,4 м (скважина № 31P) до 6,8 м (скважина № 96P).

Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 15,5×2,8 км, высота ≈ 183 м.

Залежь относится к типу рукавообразных стратиграфически и литологически экранированных.

В присводовой части собственно Пальяновского поднятия (район скважин №№ 22P и 23P) коллекторы базального пласта распространены вблизи выступов фундамента выявленных в скважинах №№ 1001P, 12364 и 12338.

В пределах лицензионного участка залежь вскрыта двумя разведочными (№№ 458P и 23P) и тремя эксплуатационными скважинами №№ 9322, 12366 и 12394. Скважины №№ 22P, 463P и 451P находятся за лицензионным участком. Испытание проведено в открытом стволе совместно с продуктивными пластами тюменской свиты и образованиями палеозоя, а в эксплуатационных скважинах также и с пластами ЮК₀–ЮК₀¹, ЮК₁. При

испытании в скважине № 12394 получен фонтанный приток нефти дебитам 234 м³/сут. на 8 мм штуцере. В скважине № 9322 получен приток дебитом 1,1 м³/сут. В скважине № 23Р совместно с другими пластами открытым забоем был получен приток нефти 144 м³/сут. При испытании скважины № 458Р получен приток нефти 19,6 м³/сут. на 6 мм штуцере. Залежь находится в чисто нефтяной зоне. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,0 до 5,0 м. Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 3,8×4,0 км, высота ≈ 77 м. Залежь относится к типу стратиграфически и литологически экранированных.

Литература

1. Бриллиант Л.С., Изотов А.А., Маслак О.В., Аржиловский А.В. Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения : договор № 273 от 26.06.2006. – Тюмень : ЗАО «ТИНГ», 2006. – 469 с.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Изотов А.А. [и др.]. Дополнение к Технологической схеме разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. – Тюмень : ООО «Газпромнефть-Хантос», ЗАО «ТИНГ», 2009. – 44 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Новгородов В.В. Анализ разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. – Тюмень, 2006. – 23 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Шпильман В.И. [и др.]. Атлас геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск, 2004. – 35 с.
14. Анализ разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html
15. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ причин кольматации призабойной зоны скважины при первичном вскрытии // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/23.PDF>
16. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Краснотенинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
18. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
20. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018» : сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4. Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
22. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.

23. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Diamond L.S., Izotov A.A., Maslak O.V., Arzhilovsky A.V. Technological scheme of development of the north-western part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye deposit: contract № 273 dated 26.06.2006. – Tyumen : CJSC «TING», 2006. – 469 p.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012-2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Isotov A.A. [et al.]. Addendum to Technological scheme of development of north-western part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field. – Tyumen : OOO Gazpromneft-Khantos, ZAO TING, 2009. – 44 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Novgorodov V.V. Analysis of the development of the north-west part of Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. – Tyumen, 2006. – 23 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocheerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
13. Shpilman V.I. [et al.]. Atlas of geology and oil-and-gas bearing capacity of Khanty-Mansi Autonomous District. – Khanty-Mansiysk, 2004. – 35 p.
14. Analysis of development of the northwestern part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye deposit. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the reasons of the borehole bottom zone colmatation at a primary opening // Bulletin of student science of the information systems and programming department. – 2018. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/23.PDF>
16. Batyrov, M.I.; Shiyan, S.I. Pointinterval estimation of cementing quality of casing coils in the wells and sidetracks within the Kamennaya area of the Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
17. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and the problems of the rocks modeling from the point of view of an establishment of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
18. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
19. Berezovsky D.A. [et al.]. Technologies and principles of development of multilayer deposits // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
20. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the phase transition processes in the development of the gas condensate fields and recommendations on the account of their influence on the hydrocarbon raw materials reserves // XXIII International scientific-practical conference «Innovation-2018». Collection of scientific articles (26–27 October 2018, Tashkent). Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
21. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
22. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental investigations of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА
ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ЮЖНО-СЕРДЮКОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASIS FOR DESIGN AND ANALYSIS
OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE YUZHNO-SERDYUKOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

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

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

Липулени Орланда Дина Эузебиу
студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
orlandalene28@gmail.com

Аннотация. В статье описаны геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения. Объектом исследования являются газоконденсатные залежи нижнего мела. Приведена характеристика геологического строения (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений; газоносность месторождения), рассмотрены параметры продуктивных пластов по керну, ГИС и материалам сейсмостратиграфии (пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность; толщины продуктивных пластов; показатели неоднородности пластов; результаты лабораторного изучения гидродинамических характеристик пластов-коллекторов). Описаны геофизические исследования на месторождении (разведочная геофизика; геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)), приведена физико-химическая характеристика газа и конденсата (результаты исследования скважин на газоконденсатность; конденсатогазовый фактор, отбор проб добываемого газа и конденсата; состав газа сепарации, дегазации, пластового газа и конденсата; пластовые потери конденсата и конденсатоотдача).

Ключевые слова: общие сведения по месторождению; геолого-физическая характеристика месторождения; характеристика геологического строения; газоносность месторождения; параметры продуктивных пластов по керну, ГИС и материалам сейсмостратиграфии; результаты лабораторного изучения гидродинамических характеристик пластов-коллекторов; запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department of the branch,
LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
orlandalene28@gmail.com

Annotation. The article describes the geological foundations for the design and analysis of the current state of development of the Yuzhno-Serdyukovskoye gas and condensate field. The object of study are the gas condensate deposits of the Lower Cretaceous. The characteristic of the geological structure (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits; gas content of the field) is given, the parameters of the productive strata by core, well logging and seismic stratigraphy materials (porosity, permeability, initial gas saturation; thickness of the productive strata; the heterogeneity of the strata; the results of a laboratory study of reservoir hydrodynamic characteristics collectors). The geophysical studies at the field are described (exploratory geophysics; geophysical studies of wells (well logging – drilling)), the physicochemical characteristics of gas and condensate are presented (the results of the study of gas condensate wells; the condensate-gas factor, sampling of produced gas and condensate; the composition of the gas of separation, degassing, reservoir gas and condensate; reservoir condensate loss and condensate recovery).

Keywords: general information on the field; geological and physical characteristics of the field; characteristics of the geological structure; gas content of the field; parameters of productive strata by core, well logging and seismic stratigraphy materials; results of a laboratory study of the hydrodynamic characteristics of reservoirs; reserves of gas, condensate and related components.

Общие сведения по месторождению

Южно-Сердюковское ГКМ в административно-территориальном отношении расположено на территории Выселковского района Краснодарского края в 100 км северо-восточнее краевого центра г. Краснодара.

Ближайшими населёнными пунктами являются: Новое село, Сердюки, Память Ленина, хутор Бейсужок. Непосредственно в пределах промысловой площади населённых пунктов нет.

В геоморфологическом отношении рассматриваемая площадь приурочена к Прикубанской низменности – слегка всхолмленная равнина, местами осложнённая балками и ложбинами с региональным уклоном в направлении Азовского моря.

Кроме Южно-Сердюковского, газовый промысел обслуживает Сердюковское и Березанское газоконденсатные месторождения (рис. 1).

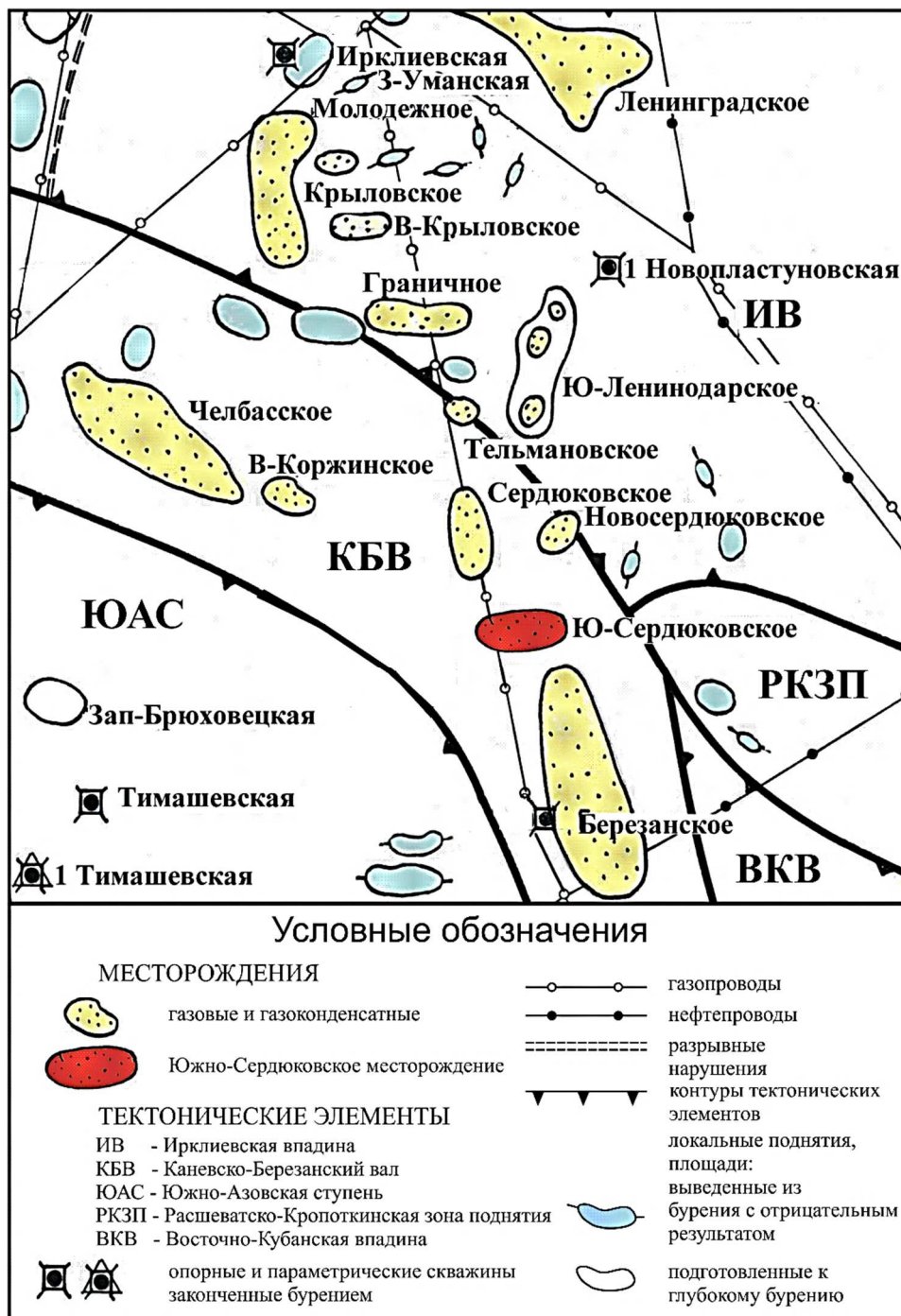


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения

Геолого-физическая характеристика месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Стратиграфическая характеристика Южно-Сердюковской площади составлена по материалам бурения. При описании стратиграфического разреза использовались данные геофизических характеристик и изучения керна по самой площади и соседних площадей (Сердюковской, Северо-Сердюковской, Березанской, Выселковской, Каневской и др.).

Нерасчленённый плиоцен-антропоген

Разрез представлен толщей чередования прослоев глин и песков, континентального осадконакопления, Кубанской надпонтической серии. Породы представлены жёлто-бурыми суглинками в верхней части, ниже – пёстроокрашенные (буровато-серые, светло-жёлтые с бурыми пятнами) бесструктурные глины, в разной степени песчанистые, переслаивающиеся с алевролитами, песками и песчаниками, без фауны. Континентальные отложения с размывом залегают на подстилающих отложениях. Толщина нерасчленённой толщи плиоцена-антропогена на площади колеблется от 330 до 376 м.

Миоцен

Понтический ярус

В разрезе понта обособляются две пачки: верхняя – песчано-алевритовая и нижняя – глинистая. Верхняя пачка сложена континентальными осадками и представлена песками и алевролитами с редкими тонкими прослоями голубовато-серых глин, толщины пачки по площади незначительно меняются в пределах 40–50 м. Нижняя часть морского осадконакопления сложена глинами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Глины тёмно-серые, известковистые с прослоями алевролитов, встречаются раковины *Paradacna adichi* R.Hoern., *Dreissensia anisoconcha* Andrus. Отложения понта с незначительным внутриформационным перерывом залегают на отложениях меотиса. Толщины понтического яруса по площади изменяются от 119 до 128 м.

Меотический ярус

Морские отложения меотиса представлены глинами с частыми прослоями известняков и алевролитов. Глины зеленовато- и тёмно-серые, известковистые с прослоями оолитовых и детритусовых известняков (толщиной от 0,15 до 1 м), встречаются скопления раковинного детрита с *Venerupis abichi* R.Hoern., *Abra tellinoides* (Sinz), *Modiola incrassata minor* Andruss. Толщины яруса по площади изменяются от 72 до 80 м.

Сарматский ярус

Сарматские отложения по площади можно подразделить на 3 части: верхнюю, среднюю и нижнюю.

Верхний сармат представлен песчано-алевролитовыми породами с подчинёнными глинистыми прослоями. Пачками песчаников и алевролитов светло-серых с тонкими прослоями глин серых и тёмно-серых известковистых, и ракушечников содержащих *Mastra timidus* Zhish, *M.cf.caucasica* Zhish. Толщины верхнего сармата изменяются 110–140 м.

Средний сармат более глинистый. Глины зеленовато-серые. Плотные, не ясно-слоистые, известковистые, в разной степени алевролитистые с единичными пластинами мергелей в подошве. Породы содержат многочисленные моллюски слоёв с *Cryptumastra res-anseris* Andruss. Толщины подъяруса около 60 м.

Нижний сармат сложен глинами с прослоями песков и песчаников, местами встречаются прослой мергелей. Глины тёмно-серые с зеленоватым оттенком, известковистые с частыми налетами, иногда прослоями песков. Встречаются прослой серых мергелей. В нижней части найдены *Abra retlexa* (Eichw.), *Ervillia dissita* Eichw., *Cardium lithopodolicum* Lask., в верхней – *Mastra eichwaldi* Lask., *M.volkovae* Stekl., *Cardium pium* Shish. Толщины нижнего сармата составляют 50-70 м. Сарматские отложения согласно залегают на подстилающих образованиях.

Общая толщина сарматских отложений по площади изменяется от 267 до 291 м.

Конкский ярус

Конкский ярус сложен глинами тёмно-серыми, слабоизвестковистыми, алевролитистыми с *Spaniodontella sokolovi* Andr., *Adelosina ex gr.marie* (Orb.), *Spirialis konkensis* Zhish. Отложения согласно залегают на нижележащих породах. Толщина яруса около 14 м.

Караганский ярус

Отложения представлены чередованием глин и песков, с преобладанием песчано-алевритового материала. Глины серые, известковистые, песчаники мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слабосцементированные. Найдены раковины *Spaniodontella gentiles* Eisch., *S. opistodon squamigera* Zhizh. Толщины яруса колеблются от 84 до 110 м. Обычно из-за малой толщины вышележащего яруса, караганские и конкские отложения выделяются вместе. Породы согласно залегают на чокракских отложениях. Общая толщина отложений в пределах площади изменяется от 97 до 128 м.

Чокракский ярус

Разрез представлен не полностью, только глинами и алевролитами верхнего чокрака. Породы сложены глинами серыми алевритистыми, содержащими раковины *Spirialis andrussovi tschokrakensis* Zhizh., *Spaniodontella intermedia* Andruss. Верхне-чокракские отложения трансгрессивно, с перерывом залегают на нижнюю часть верхнего майкопа, в разрезе отсутствуют отложения тархана и нижнего чокрака. Толщины верхнего чокрака в пределах площади составляют 11–17 м.

Олигоцен-нижний миоцен

Майкопская серия

В разрезе серии выделяются три литологически различные пачки пород: верхняя и нижняя – глинистые и средняя – песчано-алевритистая.

Верхний майкоп сложен глинами тёмно-серыми и коричневато-серыми, известковистыми, тонкослоистыми, местами алевритистые, содержат тонкие пропластки алевролитов. В кровле верхней части майкопа выделяется аналог I горизонта майкопа (толщиной до 30 м). Глины содержат *Saccamina zuramakensis* Bogd., *S. aff. ovalis* (Subb), ниже встречаются *Neobulimina elongate* (Orb.), *Cibicides stavropolensis* Bogd.

Средняя часть майкопа сложена глинами с пачкой чередования прослоев алевролитов и песчаников, толщиной до 40 м. Песчаники серые мелкозернистые, кварцевые, известковистые. Алевролиты глинистые, тёмно-серые, известковистые. Породы содержат *Bolivina goudkoffi caucasica* Bogd., *Uvigerinella californica* Cushm., *Haplophragmoides kyirendagensis kyirendagensis* Ter. Grig.

Нижний майкоп содержит глины тёмно-серые и зеленовато-серые, обычно известковистые с редкими прослоями алевролитов, редкие раковины *Haplophragmoides deformabilis* Ter. Grig., *Spiroplectamina carinata* (Orb.), *Globigerina officinalis* Subb. Майкопские образования с небольшим размывом залегают на отложениях верхнего эоцена, граница проводится по резкой смене пород, известковистые, тёмно-серые глины майкопа резко залегают на светло-серые известковистые глины Тихорецкой свиты.

Общая толщина майкопских серий в пределах площади изменяется от 431 до 453 м.

Верхний эоцен

Тихорецкая свита

Разрез сложен глинами с тонкими прослойками алевролитов. В верхней части алевролиты и глины светло-серые, сильно известковистые, алевритистые, плотные, неслоистые с богатой фауной фораминифер слоёв с *Bolivina antegressa*.

В нижней части глины зеленовато-серые, известковистые, алевритистые с обедненной микрофауной фораминифер. Отложения согласно залегают на подстилающих отложениях

Толщины тихорецкой свиты составляют 83–96 м.

Керестинская свита

Отложения представлены глинами зеленовато-серыми, известковистыми, алевритистыми, неслоистыми с *Lenticulina romeri* (Reuss), *Valvulineria aff. iphigenia* Sam. и др. Толщины свиты в пределах площади составляют 8-12 м.

Нижний-средний эоцен (черкесская свита)

Разрез сложен чередованием крупных пачек алевролитов и глин. Выделяется 4 алевритистые пачки, из них две мощные (толщиной до 100 м), нижние 2 пачки слоистые (толщиной от 10 до 30 м). Глины зеленовато-серые, известковистые, алевритистые,

известковистые с *Saccamina difflugiformis* (Brady), *Ammodiscus tenuissimus* Grayb., *Spiroplectamina* Ehrenb. Алевролиты зеленовато-серые, слабо известковистые и известковистые с редкими прослоями тёмно-серых, известковистых глин. Отложения свиты согласно залегают на подстилающих отложениях. Толщины черкесской свиты в пределах площади колеблются от 355 до 376 м.

Палеоцен

Верхний палеоцен (коноковская свита)

Разрез подразделен на две части: верхнюю, сложенную глинами и нижнюю, представленную алевролитами и глинами. Верхняя часть – глины тёмно-серые, известковистые, алевритистые с песчаным комплексом фораминифер. Нижняя часть содержит алевролиты серые и светло-серые, известковистые, неслоистые. Глины тёмно-серые, известковистые и слабоизвестковистые с песчаными фораминиферами: *Rhabdammina cylindrical* Gl., *Ammodiscus incertus* Orb., *Glomospira charoides* (P.etJ) и др. (скважина № 1). Отложения коноковской свиты залегают несогласно с внутриформационным перерывом на образованиях ейской свиты. Известковистые породы коноковской свиты залегают на известковистых породах ейской свиты.

Толщины коноковской свиты на площади составляют 132–157 м.

Нижний плиоцен (ейская свита)

Породы представлены алевролитами с подчинёнными прослоями глин, в верхней части известняков. Алевролиты серые и тёмно-серые, местами пятнистые, известковистые, не слоистые. Прослой глин тёмно-серые, алевритистые, известковистые. В верхней части отмечаются прослой известняков серых и тёмно-серых, обломочно-органогенных, плотных. В глинах и алевролитах найдены фораминиферы *Anomalina welleri* (Plummer), *Gibicides lectus* Vass., *Globigerina varianta* Subb. и др. (скважина № 3). Отложения палеоцена несогласно залегают на образованиях верхнего мела.

Толщины ейской свиты в разрезе площади составляют 121–163 м.

Верхний мел

Верхи маастрихта-дания

Верхи маастрихта-дания содержат чередования прослоев мергелей и глинистых известняков. Мергели серые, слабо алевритистые, плотные. Известняки светло- и тёмно-серые, глинистые, пелитоморфные с тонкими прослоями глинистых мергелей. Найдены фораминиферы *Textularia boudouiniana* Orb., *Arenobulimina oblique* Orb., *Bolivoides draco* Marsson и др. (скважина № 1). Толщины ярусов в пределах площади резко изменчивы и составляют 38–86 м. Породы верхов маастрихта-дания местами согласно, местами с размывом залегают на сенонских образованиях.

Маастрихт

Отложения маастрихта на большей части площади размыты, только в районе скважин №№ 1 и 8 они сохранены, где имеют толщины 11–14 м. Породы представлены мергелями серыми и тёмно-серыми, пелитоморфными с фораминиферами слоёв нижнего маастрихта *Bolivoides draco*.

Верхний сантон-кампан

Разрез представлен мощной толщей мергелей и известняков. В верхней части преобладают мергели зеленовато-серые, глинистые. В нижней части мергели переходят в известняки и сильно известковистые алевролиты. Известняки кремовато-белые, плотные с незначительными прослоями тёмно-серых глин. Известняки содержат богатый комплекс фораминифер с *Stensionina emscherica* Bar., *Globorotalites multiseptus* Br., *Anjmalina berthelini* Muller, *Globotruncana arca* Cushman и др. (скважина № 4). Породы согласно залегают на образованиях джегутинской свиты. Толщины верхнесантон-кампанских отложений в пределах площади изменяются от 146 до 171 м.

Верхний турон-коньяк-нижний сантон (джегутинская свита)

Джегутинская свита представлена толщей однообразных известняков белых, плотных с крупными стилолитами. Породы содержат фораминиферы *Arenobulimina oblique* Orb., *Amonalina kelleri* Mjatl., *A.thalmanni* Br., *Globotruncana lapparenti* Brotzen,

Bulimina brevis Orb. (скважины №№ 4 и 8). Известняки джегутинской свиты согласно залегают на подстилающих образованиях. Толщины джегутинской свиты по площади незначительно изменяются от 67 до 78 м.

Сеноман-нижний турон (джинальская свита)

Джинальская свита представлена чередованием известняков и мергелей. Известняки тёмно-серые, глинистые, слюдястые с прослоями серых мергелей. Породы содержат фораминиферы: *Valvulina intermedia* (Reuss), *Anomalina cf. cenomanica* (Brotz.), *A. cf. berthelini* Keller, *Praeglobotruncana stephani* Gand. и др. Породы верхнего мела согласно залегают на отложениях нижнего мела, граница проводится по резкой смене литологии. На чёрные глины альба залегают карбонатные светло-серые породы верхнего мела. Толщины джинальской свиты на площади варьируют от 39 до 48 м.

Нижний мел

Альб (бурханская свита)

Свита подразделена на глинистую толщу (средний-верхний Альб) и нижний песчаный горизонт (нижний альб).

Средний-верхний альб (глинистая часть бурханской свиты)

В свою очередь, верхняя толща песчано-глинистых пород, состоит из трёх частей: верхней и нижней глинистой и средней – песчано-алевролитовой. Глины чёрные, плотные, обычно известковистые в верхней части и неизвестковистые в нижней, с линзовидными пропластками серых мелкозернистых песчаников с гнездами пирита. Глины содержат раковины моллюсков: *Aucelina gruphacoides* Sow., *Pecten (Variamusium) ninae* Karak, и фораминифер: *Guembelina ex gr. globulosa* (Ehren), *Gyroidina bukalovae* Ant., *Anjmalina biinvoluta* Mjatl. и др. Песчаники и алевролиты серые, местами тёмно-серые, кварц-глауконитовые, крепкие, частично глинистые, неизвестковистые. Толщины средней песчано-алевролитовой пачки по площади почти постоянны составляют около 60 м. Толщина глинистой части бурханской свиты по площади изменяется от 130 до 172 м.

Нижний альб (песчаный горизонт бурханской свиты)

В нижнем альбе преобладают алевролиты и мелкозернистые песчаники. Алевролиты серые, глинистые, кварц-глауконитовые с прослоями чёрных, неизвестковистых глин с *Narphragmoides rosaceus* Subb., *H. chapmani* Morozova, *Tritaaia pyramidata* (Reuss), и обломками белемнитов (скважина № 8). Песчаники серые, мелкозернистые, реже грубозернистые, кварц-глауконитовые, местами встречается галька различных пород и доломитизированные прослои. Толщины песчаного горизонта по площади незначительно изменяются от 83 до 91 м.

Общая толщина бурханской свиты по площади колеблется в пределах от 213 до 263 м.

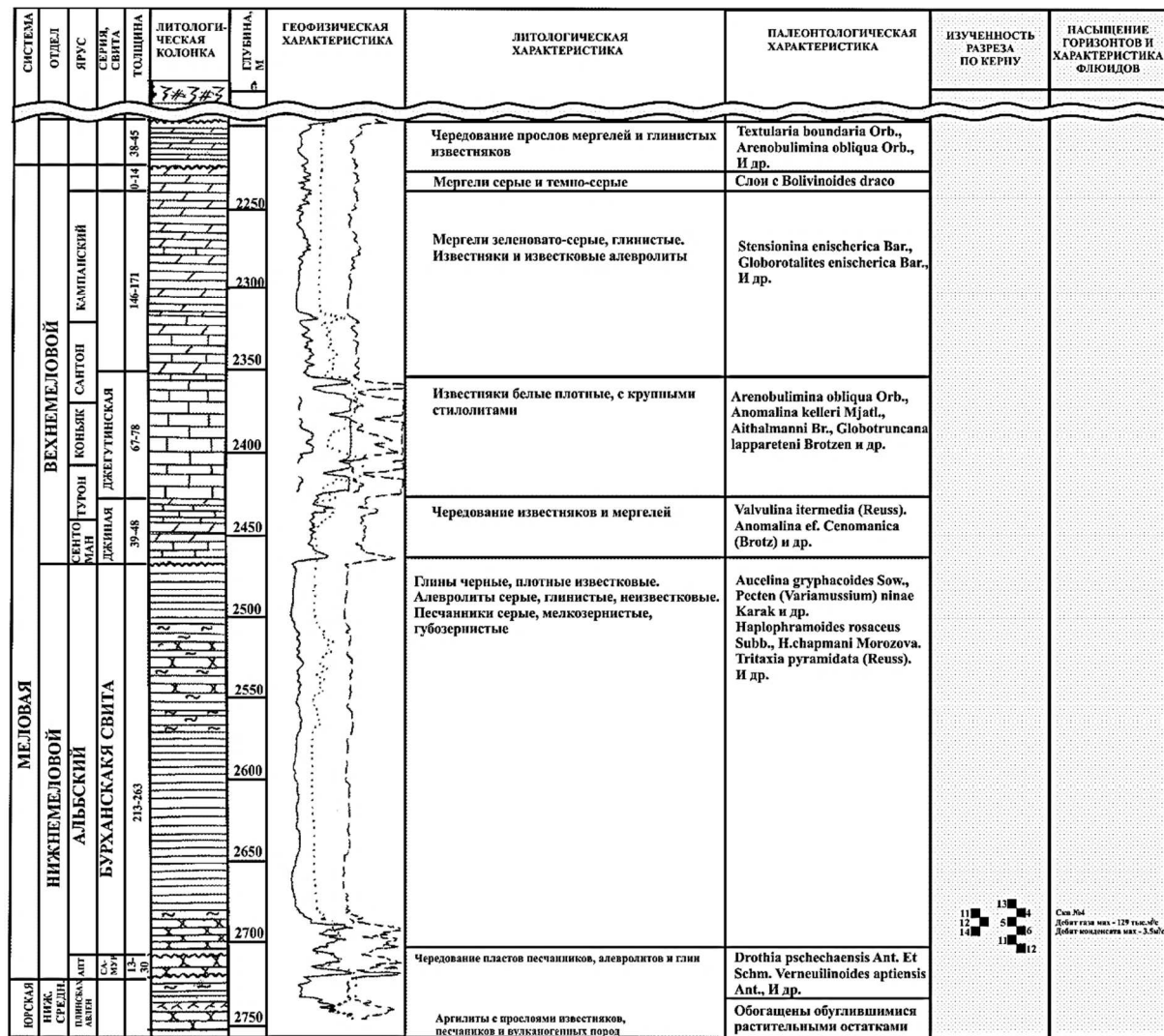
Верхний апт (самурская свита)

В изучаемом районе, в связи с крупным предмеловым стратиграфическим переывом самурская свита представлена только своей верхней частью, которая залегают несогласно на отложениях нижней-средней юры. Породы свиты из чередования пластов песчаников, алевролитов и глин. Песчаники зеленовато-серые и тёмно-серые, разнозернистые, неизвестковистые с тонкими глинистыми прожилками. Встречаются пласты серых «сахаровидных» кварцевых, крупнозернистых песчаников средней плотности с примесью углистого детрита. Глины тёмно-серые, алевритистые, переходящие в глинистые алевролиты, неизвестковистые, слоистые с зеркалами скольжения, часто имеют примеси обуглившегося растительного детрита. Породы содержат фораминиферы *Dorothia pschechaensis* Ant. et Schm., *Verneuilioides aptiensis* Ant. и др. (скважина № 2). Также в породах встречен богатый комплекс споро-пыльцы характерный среднему-верхнему апту (скважина № 4). Нижняя граница свиты литологически резкая и проводится по смене зеленовато-серых песчано-алевролитовых пород апта на серо-цветные глины средней юры. Толщины самурской свиты по площади изменяются от 13 до 30 м.

Нижняя-средняя юра

Породы представлены аргиллитами с прослоями известняков в нижней части, местами встречаются прослои алевролитов, песчаников и вулканогенных пород. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, крепкие, алевроитистые, неизвестковистые с зеркалами скольжения, трещиноватые, по трещинам заполнение пиритом. Местами обогащены обуглившимся растительным детритом. Известняки тёмно-серые, обломочно-ооидные, очень крепкие с прожилками кальцита и гнёздами пирита. Песчаники тёмно-серые, мелкозернистые, крепкие («сливные»), местами трещиноватые с налётами пирита по трещинам. Алевролиты тёмно-серые, известковистые. Песчаники и алевролиты обогащены углефицированным растительным детритом. Вулканогенные породы представлены прослоями (до 0,1 м) порфиров светло-серых, массивных, вторично изменённых. Породы дислоцированы, с углами выше 30°. Вскрытая толщина на площади составляет 151 м.

Литолого-стратиграфический разрез отложений Южно-Сердюковского месторождения представлен на рисунке 2.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

Газоносность месторождения

В тектоническом отношении Южно-Сердюковское газоконденсатное месторождение (ГКМ) приурочено к Березанскому поднятию Ейско-Березанского вала. В структурном плане

месторождение представляет собой брахиантиклинальную складку широтного простирания. По замкнутой изогипсе – 2660 м размеры структуры составляют 5,6×3,5 км.

На северо-востоке Южно-Сердюковская структура сочленяется с Сердюковским поднятием, а на юго-востоке – с Березанским. В группе этих месторождений по нижнемеловым отложениям выделяется 6 пластов-коллекторов. Первый пласт на всех месторождениях считается не имеющим промышленной газонасыщенности.

В последнем подсчёте запасов выделяется 4 пласта, которые являются коллекторами. При подсчёте запасов углеводородов пласты разбиты на 2 пачки: верхняя I пачка (пласты 2 и 3) и нижняя II пачка (пласты 4 и 5). Шестой пласт на Южно-Сердюковском месторождении не вскрыт.

На начало эксплуатации суммарные запасы по обеим пачкам составляли 869,1 млн м³ газа и 23,722 тыс. тонн конденсата.

Структурные карты по кровле пачек приведены на рисунках 3 и 4.

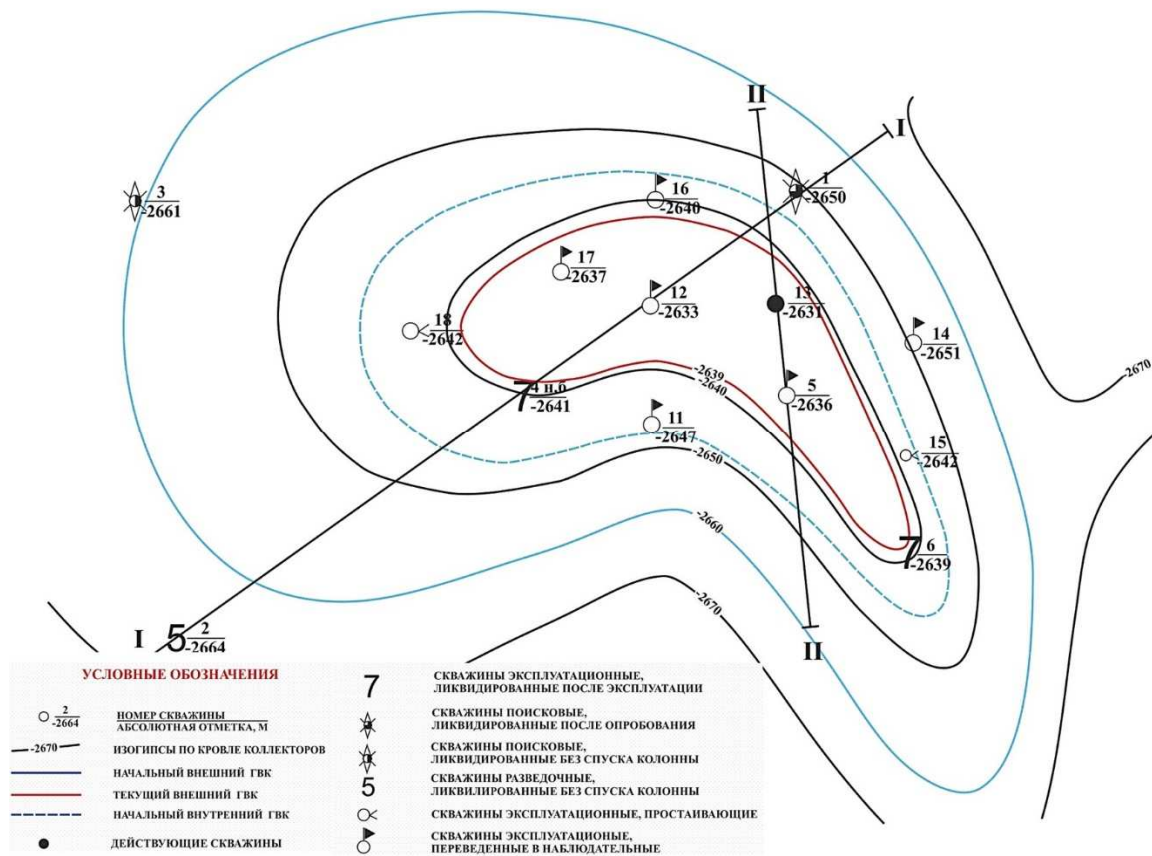


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле коллекторов верхней пачки

Продольный и поперечный геологические профили приведены на рисунках 5 и 6.

Южно-Сердюковское месторождение расположено в непосредственной близости к Березанскому и Сердюковскому месторождениям, в которых эксплуатировались те же продуктивные нижнемеловые пласты. К началу эксплуатации Южно-Сердюковского месторождения давление в продуктивных пластах нижнего мела значительно снизилось за счёт эксплуатации Березанского (с 1963 года) и Сердюковского (с 1962 года) месторождений. До начала эксплуатации пластовое давление в нижнемеловых отложениях должно было быть 27,753 МПа (283 кгс/см²). Однако при первом вскрытии газовой залежи в скважине № 1 в январе 1978 года пластовое давление было 193,4 кгс/см². К маю 1978 года давление в этой же скважине снизилось до 189,1 кгс/см². Пластовое давление, измеренное в скважине № 4, составляло 182,3 кгс/см² на сентябрь 1979 года. К моменту начала эксплуатации Южно-Сердюковского месторождения пластовое давление в газонасыщенных пластах снизилось до 182 кгс/см² за счёт перетока газа в Березанское месторождение. Согласно проведённого ранее анализа величина перетока составила 654 млн м³ газа.

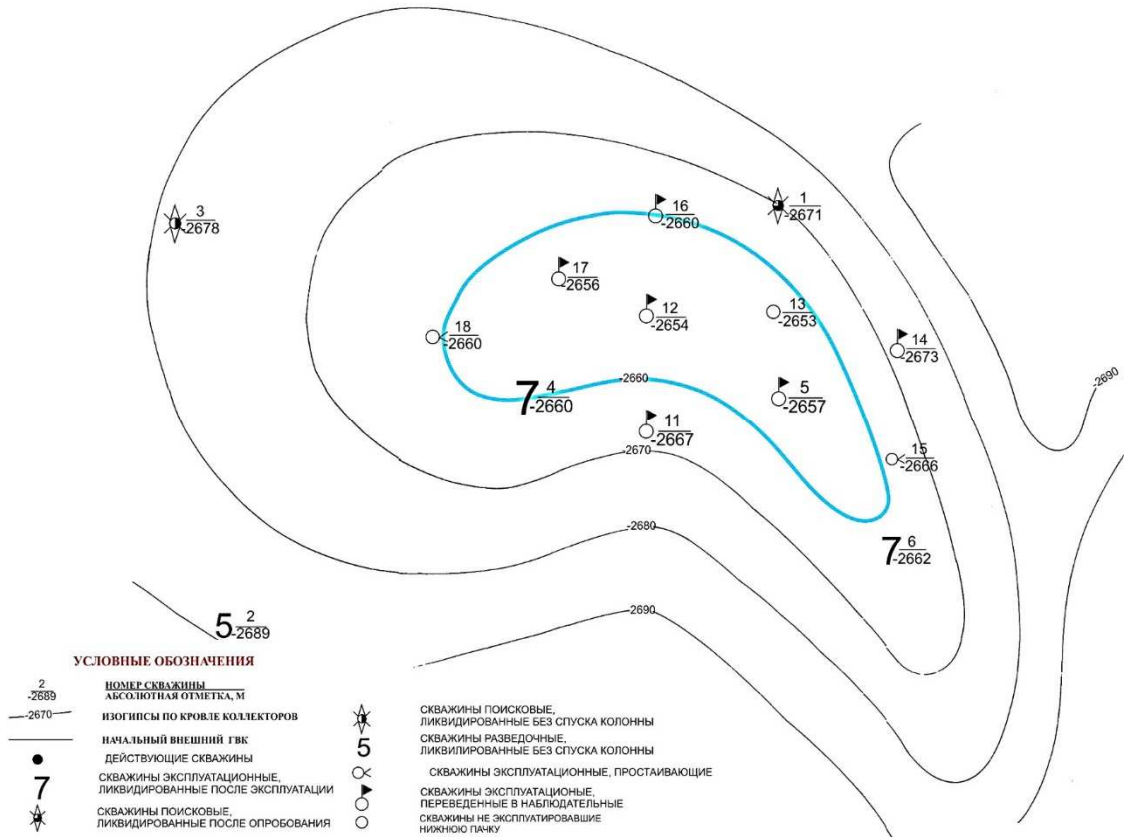


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле коллекторов нижней пачки

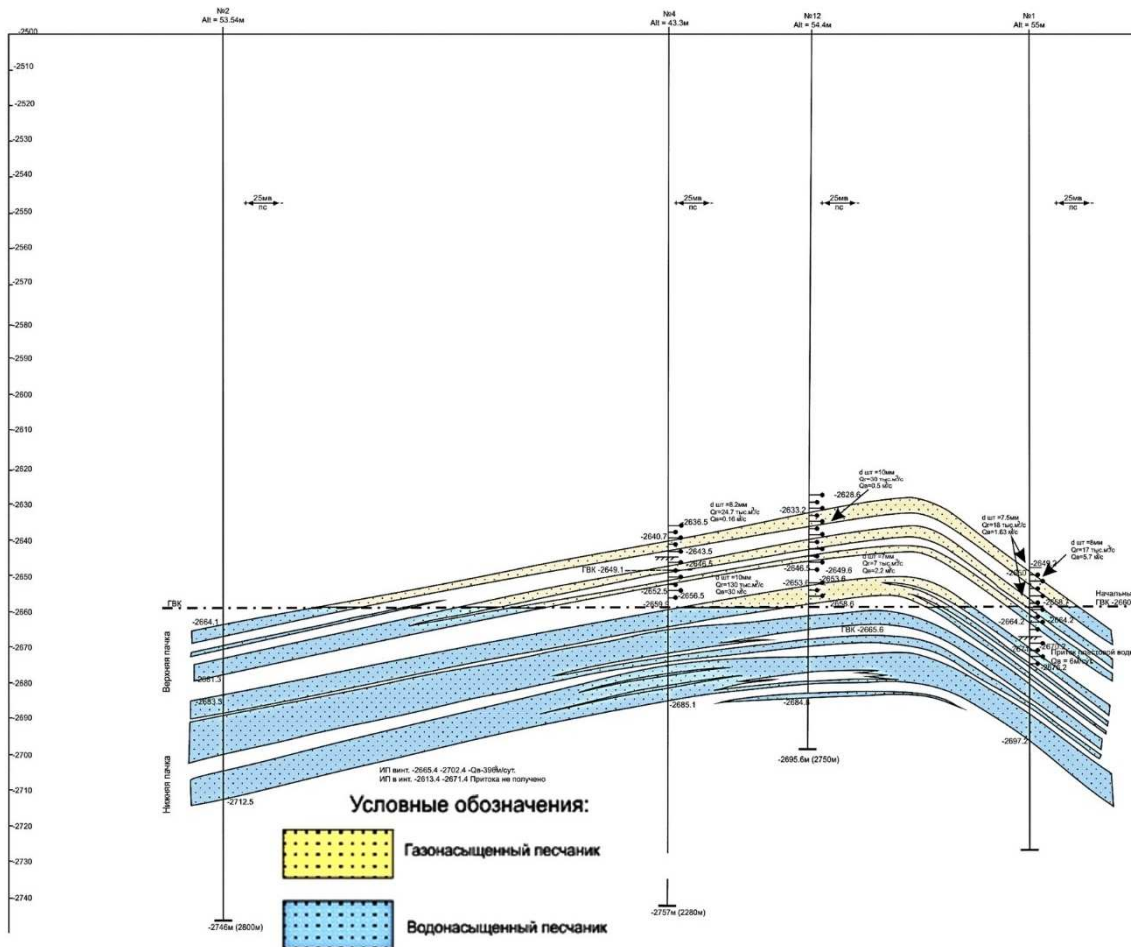


Рисунок 5 – Геологический профиль по линии I-I

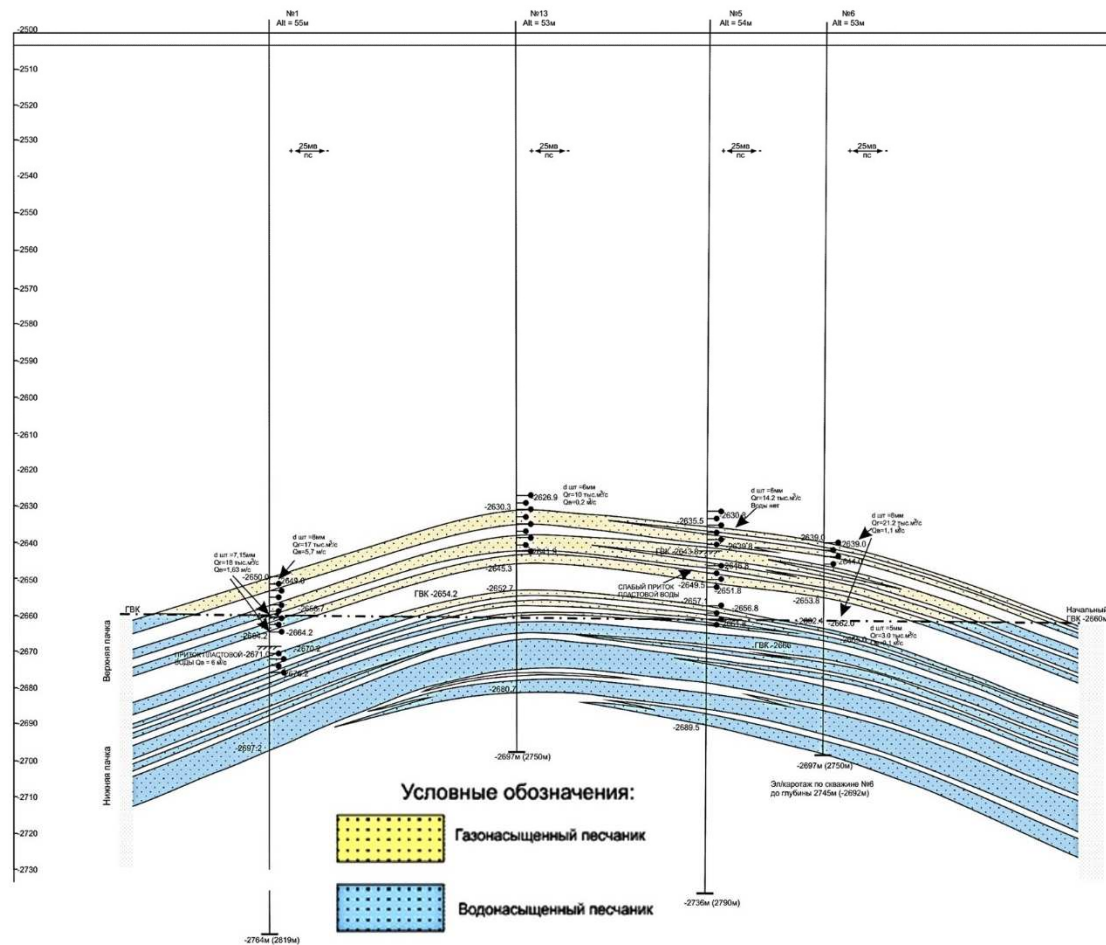


Рисунок 6 – Геологический профиль по линии II-II

Переток газа затрудняет оценку начального положения ГВК. Нижнемеловые газоконденсатные залежи Краснодарского края, как правило, заполнены до замка складки. Заполнены были «под замок» и Березанское, и Сердюковское ГКМ. На этом основании положение ГВК к началу эксплуатации принято на отметке – 2660 м.

Анализ данных определения начального ГВК проведён по ГИС и результатам опробования (табл. 1). При обработке данных ГИС учитывалось довольно редкое явление: начальная водонасыщенность ρ_n коллекторов были больше водонасыщенности начала фильтрации пластовой воды ρ_f . При $\rho_n > \rho_f$ в скважину поступает не контурная и не подошвенная вода, а пластовая вода, изначально насыщающая коллектор. Кроме того, учитывалось наличие водяной линзы между вторым и третьим пластами.

Таблица 1 – Определение положения ГВК

№№ скважины	Дата	Геофизические методы	При опробовании	Примечание
1	2	3	4	5
2 + 3 пласты				
1	11.1977	ниже – 2663	ниже – 2655	
4	02.1979	–	ниже – 2657	$\rho_n > \rho_f$
5	03.1981	ниже – 2652	ниже – 2640	3-й пласт не освоен при опробовании совместно с 4-м
6	05.1981	ниже – 2651	ниже – 2644	опробование совместно с 4-м пластом; воды нет
11	07.1980	ниже – 2656	ниже – 2656	$\rho_n > \rho_f$
12	09.1982	ниже – 2650	ниже – 2650	$\rho_n > \rho_f$

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
13	08.1981	ниже – 2654	ниже – 2642	$\rho_n > \rho_f$
14	02.1982	– 2659,6	ниже – 2656	нижние дыры рядом с $\rho_n > \rho_f$
15	09.1982	–	–	есть водяная линза
16	05.1987	ниже – 2658,6	ниже – 2653	$\rho_n > \rho_f$
17	11.1988	ниже – 2653	ниже – 2653	$\rho_n > \rho_f$
18	09.1987	ниже – 2654	ниже – 2647	есть водяная линза
4 пласт				
1	11.1977	выше – 2670	выше – 2671	пласт не освоен
4	02.1979	– 2660	–	
5	03.1980	выше – 2663	–	
6	04.1981	ниже – 2663	– 2665	
11	07.1980	выше – 2667	–	
12	11.1980	ниже – 2659	ниже – 2659	
13	08.1982	ниже – 2654	–	
15	06.1982	выше – 2670	выше – 2666	
16	05.1987	выше – 2669	–	
17	12.1987	неясная характеристика	–	
18	09.1987	ниже – 2664	–	
5 пласт				
5	03.1980	ниже – 2664	–	
12	11.1980	выше – 2672	–	
16	05.1987	выше – 2670	–	

Приведённые данные позволяют подтвердить начальное положение ГВК на отметке – 2660 м. В единственной скважине № 6 в 4-м пласте начальный ГВК отбит и по ГИС и по опробованию ниже отметки – 2660 м. Однако следует учесть, что эта скважина расположена на периклинали к Березанскому ГКМ, т.е. на пути перетока газа в Березанское ГКМ. Этим и объясняется «оттеснение» начального ГВК.

Параметры продуктивных пластов по керну, ГИС и материалам сейсмографии

В период разведки в скважинах отбирался керн, проводились газо-гидродинамические исследования и комплекс ГИС.

Пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность

За время поисково-разведочного бурения (30.07.1977 г. – 05.03.1982 г.) общий метраж проходки составил 19559 м. С отбором керна пройдено 542 м или 2,77 % от общей проходки.

Открытая пористость изучалась по 30 образцам керна и 73 определениям по ГИС. Газонасыщенность определялась только по данным ГИС. Проницаемость определялась только по данным газогидродинамических исследований в четырёх скважинах.

Вся имеющаяся информация была детально изучена. В результате были найдены закономерности для определения пористости, газонасыщенности и гидропроводности. В таблице 2 приведены данные статистической обработки указанных параметров.

Толщины продуктивных пластов

Обе продуктивные пачки вскрыты полностью эксплуатационными, поисковыми и разведочными скважинами, за исключением скважин №№ 14, 17 и 18, не вскрывших подошвы II пачки. Статистические характеристики объектов приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Статистические характеристики параметров объектов

Метод исследования	Наименование характеристик	Проницаемость, мД		Пористость, %		Газонасыщенность, %	
		I пачка	II пачка	I пачка	II пачка	I пачка	II пачка
Лабораторные исследования керна	количество скважин	5	5	5	6	-	-
	количество определений	48	42	20	19	-	-
	среднее значение	1,94	273,2	12,8	13,6	-	-
	коэффициент вариации	0,512	0,601	0,721	0,763	-	-
	интервал изменения	<0,01–29,2	<0,01–1737	8,3–19,4	7,8–24,0	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	-	12	11	9	4
	количество определений	-	-	37	35	18	5
	среднее значение	-	-	13,3	13,7	58,5	53,3
	коэффициент вариации	-	-	0,836	0,842	0,796	0,807
	интервал изменения	-	-	9,5–17,8	11,0–28,0	45–82	38–82
Газогидродинамические исследования	количество скважин	2		-	-	-	-
	количество определений	4		-	-	-	-
	среднее значение	111,535		-	-	-	-
	коэффициент вариации	0,342		-	-	-	-
	интервал изменения	0,6–442,5		-	-	-	-
Рекомендуемые для проектирования средние значения	K _{гпр} критическ. 0,5 мД		13	14	58,5	53,3	

Таблица 3 – Статистические характеристики толщин объектов и непроницаемых разделов

Толщина	Наименование характеристик	Величина	
		I	II
Общая	средневзвешенные значения толщин, м	48,7	
	коэффициент вариации	0,744	
	интервал изменения, м	44,4–54,0	
Газонасыщенная	средневзвешенные значения толщин, м	8,71	1,98
	коэффициент вариации	0,402	0,384
	интервал изменения, м	2,4–9,8	1,4–8,4
Эффективная	средневзвешенные значения толщин, м	14,1	27,4
	коэффициент вариации	0,758	0,744
	интервал изменения, м	11,2–21,0	23,8–32,4
Непроницаемых разделов	средневзвешенные значения толщин, м	7,2	
	коэффициент вариации	0,644	
	интервал изменения, м	3,4–9,0	

Карты эффективных толщин представлены на рисунках 7 и 8, газонасыщенных толщин – на рисунках 9 и 10.

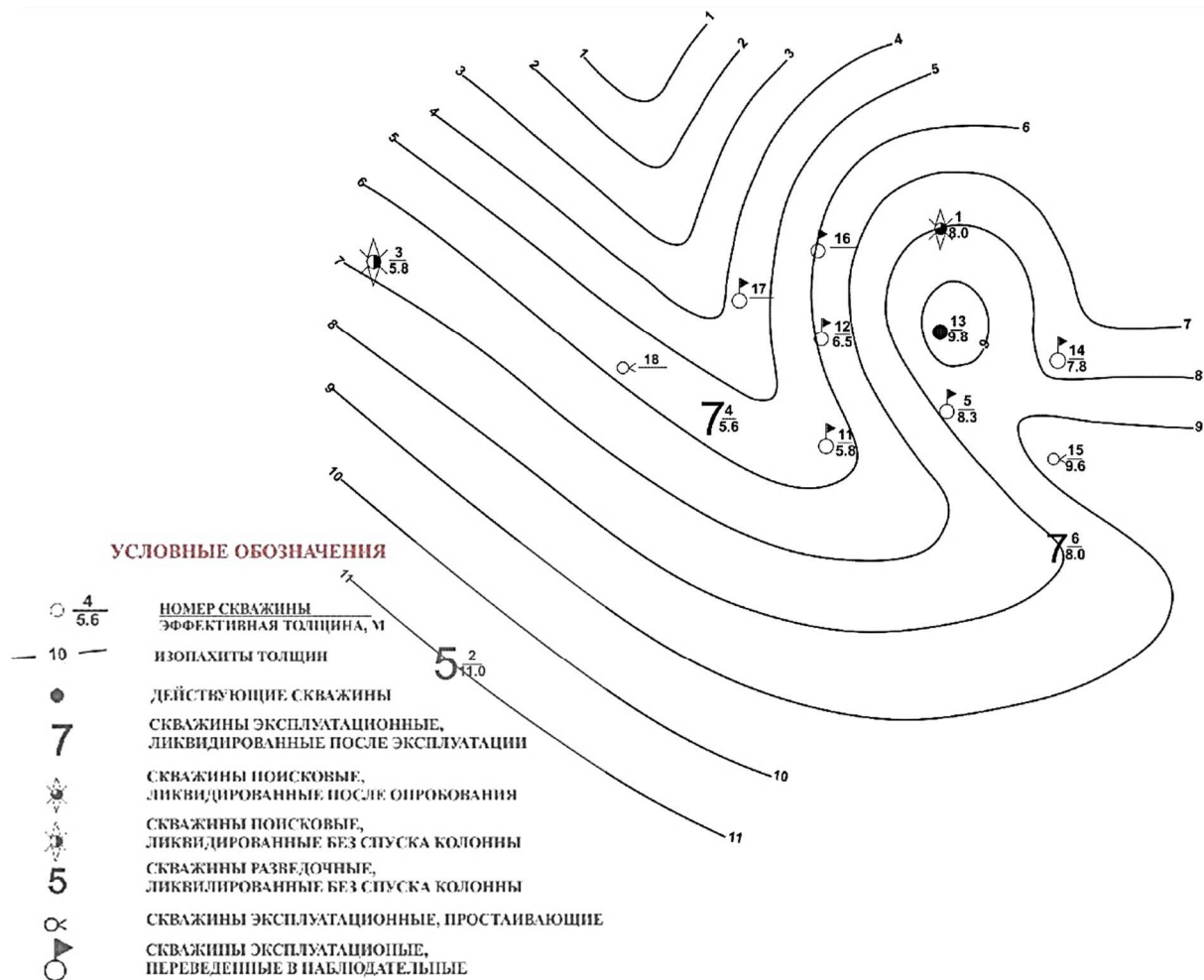


Рисунок 7 – Карта эффективных толщин верхней пачки

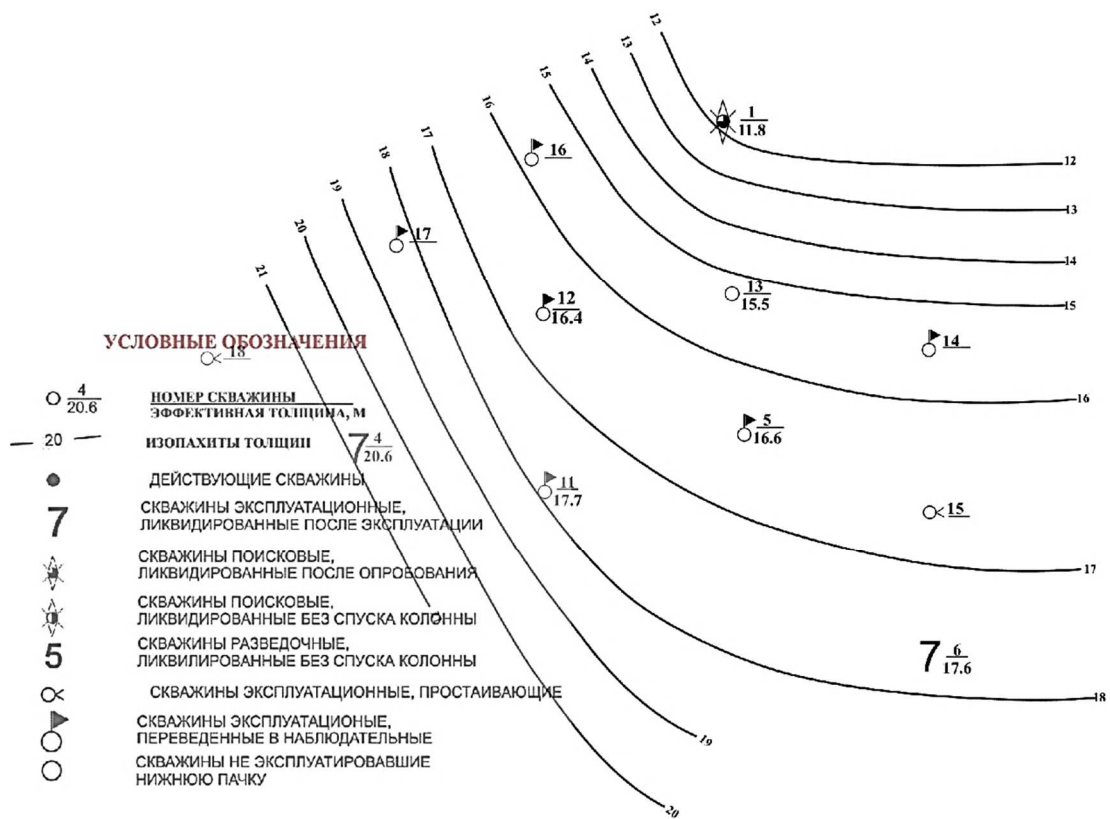


Рисунок 8 – Карты эффективных толщин нижней пачки

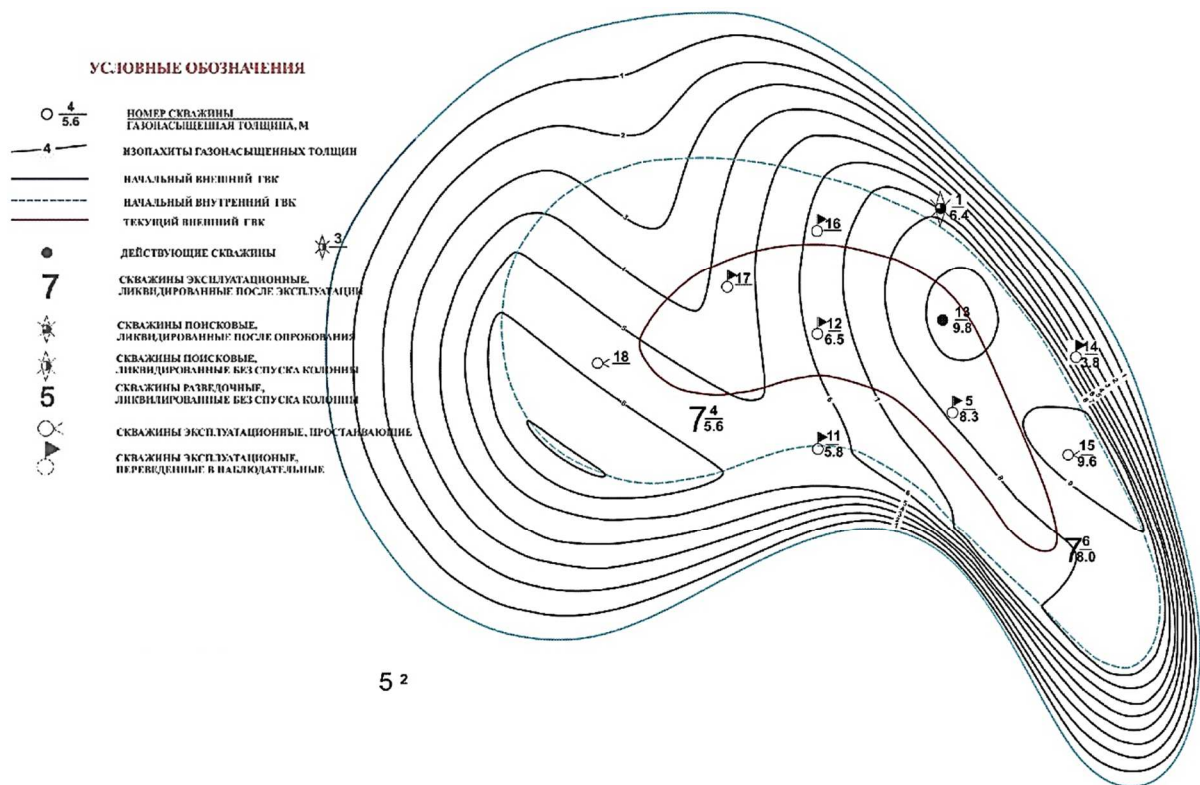


Рисунок 9 – Карта газонасыщенных толщин верхней пачки

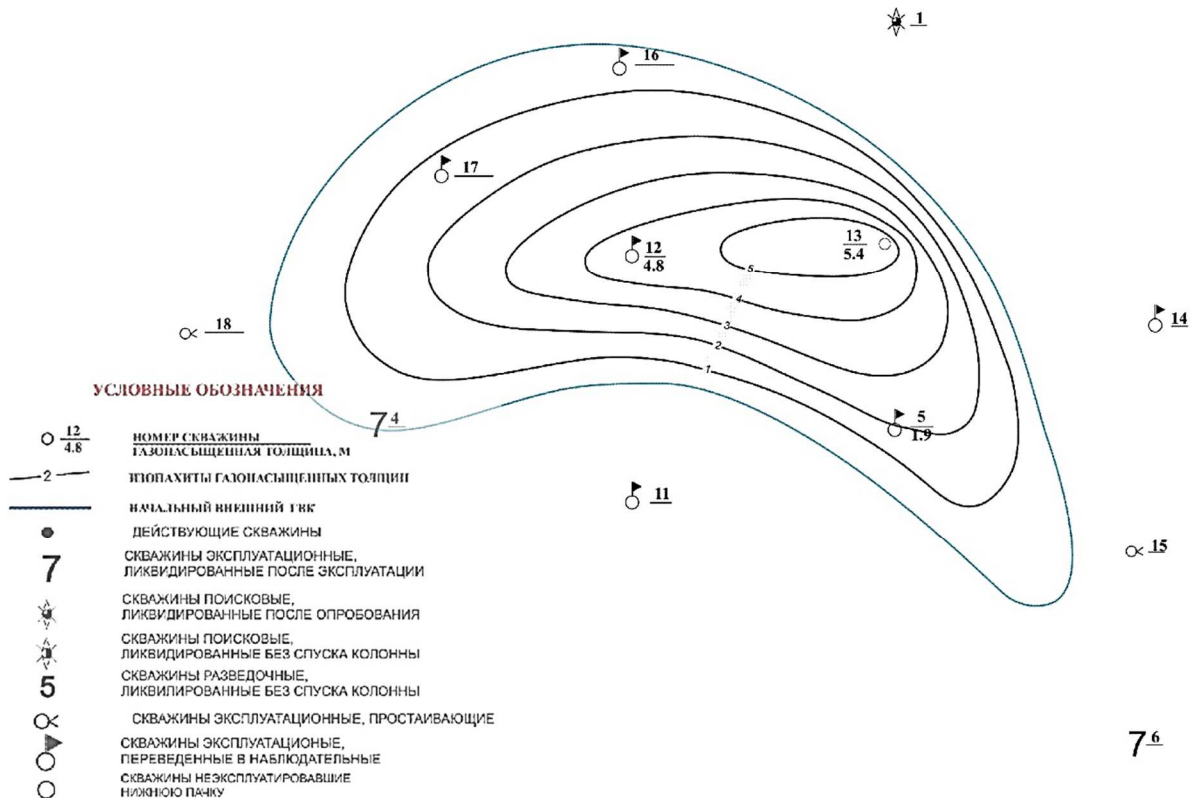


Рисунок 10 – Карта газонасыщенных толщин нижней пачки

Показатели неоднородности пластов

Геологическая неоднородность определяется по данным о минеральных зёрнах скелета породы и его цементирующих составляющих. Анализ кернового материала из скважин Южно-Сердюковского месторождения не содержит таких сведений. Образцы керна не сохранились. Следовательно, нет исходных данных для определения гранулометрических коэффициентов Траска и оценки геологической неоднородности математическими методами.

Имеющиеся данные о толщинах, пористости, проницаемости в совокупности с геологическими профилями указывают на наличие небольшой геологической неоднородности пластов только по площади их распространения.

Результаты лабораторного изучения

гидродинамических характеристик пластов-коллекторов

Отбор керна и его изучение производилось на стадии разведки и первоначального бурения 1977–1982 гг. Лабораторные исследования на смачиваемость, вытеснение и фазовую проницаемость не проводились. Статистические данные о лабораторных определениях гидродинамических характеристик приведены в таблице 2.

Геофизические исследования на месторождении

Разведочная геофизика

Все разведочные работы проводились одновременно по всему Березанскому выступу (Березанская, Сердюковская и Южно-Сердюковская структуры).

С 1940 по 1949 гг. проведены маршрутные исследования: магнитометрическая съёмка, гравиразведка и электроразведка. По данным гравиразведки выявлен Выселковский максимум силы тяжести. В 1949 году с целью изучения Выселковского гравитационного максимума были проведены рекогносцировочные сейсмические исследования, по результатам которых выявлена южная периклиналь большого поднятия, получившего название Березанского структурного выступа.

В 1957 году сейсмическими исследованиями были выявлены и оконтурены Березанское, Сердюковское и Южно-Сердюковское поднятия по отражающему горизонту верхнего мела. По этим данным составлены паспорта структур, положенные в основу разведочного бурения.

Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)

Промыслово-геофизические исследования Южно-Сердюковской площади проводились в разведочных и эксплуатационных скважинах для решения ряда геологических и технических вопросов: выделения проницаемых продуктивных пластов, определения глубин залегания, отбивки ГВК, определения температур, отбивки ОЦК.

Скважины Южно-Сердюковской площади по видам исследований изучены в разной степени, о чём свидетельствует приведённый ниже анализ.

1. Стандартная электрометрия, включающая замеры КС потенциал зондом ($\gamma = 0,25$ м) и последовательным градиент-зондом ($\gamma = 2,6$ м), а также замеры потенциалов собственной поляризации (ПС). Эти работы проводятся по всему стволу в масштабе глубин 1:500 со скоростью 1500–4000 м/час и используются для корреляции разрезов скважин и других геологических построений. Масштаб регистрации КС 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Диаграммы стандартного каротажа хорошего качества.

2. Боковое каротажное зондирование шестью подошвенными градиент-зондами ($\gamma = 0,3; 0,55; 1,3; 2,5; 4,13; 8,25$ или $6,25$) и кровельными градиент-зондами ($\gamma = 2,5; 4,13$) проводилось в масштабе глубин 1:200 со скоростью 1500–4000 м/час в интервале нижнего мела с целью определения истинного удельного сопротивления пластов и зоны проникновения фильтрата бурового раствора, для выделения газоносных пластов, отбивки ГВК и выбора интервалов перфорации.

3. Микрозондирование проводилось градиент и потенциал-зондами А 0,025, М 0,025 и А 0,05 М 0,05. Используются диаграммы микрозондирования для выделения коллекторов, определения границ пластов и для оценки сопротивления промытой зоны. При чередовании проницаемых и плотных прослоев диаграммы микрозондов чётко выделяют плотные прослои.

4. Радиометрия – проводились замеры естественного гамма-излучения и вызванной гамма-активности. Масштаб записи ГК – 150-187 имп/мин. и 1–2 γ /см. НГК – 550–1200 имп/мин. и 0,5 усл. ед./см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 100–300 м/час.

Результаты замеров используются для расчленения разреза по литологии, для выделения (в комплексе) эффективных мощностей и оценки глинистости.

Радиоактивный метод дополнялся двухзондовым НГК – 35 и 70 см для выделения газовых и обводненных пластов.

В связи с наличием глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в пласт расчленение разреза на газовую и водонасыщенную часть по двухзондовому НГК затруднено.

К недостаткам радиометрии относится:

а) невыдержанность масштабов записи;

б) замеры не охватывают плотные пласты известняков верхнего мела, которые являются опорными.

5. Кавернометрия – проводилась для решения геологических и технических задач в скважинах. Замеры каверномером в интервале продуктивных отложений используются при комплексной интерпретации ГИС, для определения диаметра скважины, для выделения коллекторов глинистых прослоев. Масштаб записи диаметра 5 см/см; масштаб глубин 1:500 по всему стволу скважины и 1:200 в интервале нижнего мела; скорость замера 1000–1500 м/час. Качество удовлетворительное.

6. Термометрия – проводилась с целью определения температур по стволу скважины и определения высоты подъема цемента. Замеры проводились не во всех скважинах. Кривые записаны в масштабе глубин 1:500; масштаб регистрации 0,5°/см.

7. Инклинометрия. В целях контроля в каждой бурящейся скважине проводились замеры азимутов и углов искривления ствола скважины. Результаты замеров используются при геологических построениях.

В заключение следует отметить, что рассматриваемый комплекс и объём исследований не всегда позволяет оценить сопротивление в пластах мощностью менее трёх метров и, следовательно, характер насыщения, а также выделить коллектор.

Физико-химическая характеристика газа и конденсата

**Результаты исследования скважин на газоконденсатность.
Конденсатогазовый фактор, отбор проб добываемого газа
и конденсата**

Исследования на газоконденсатность до начала разработки проводились во время исследований на стационарных режимах в скважинах №№ 1, 4 и 6 (1978–1981 гг.). Данные исследований приведены в таблице 4 и на рисунке 11.

Таблица 4 – Промысловые данные по определению конденсатогазового фактора

№№ скважины	Дата	Интервал перфорации, м	Рсеп, кгс/см ²	tсеп, оС	КГФ, см ³ /м ³	Коэффициент усадки, доли ед.
1	21.01.1978	2705–2720	17,0	8,5	42,4	–
		2705–2715	24,0	9,0	29,0	–
	01.06.1978		15,0	20,0	32,1	–
			18,0	26,0	9,2	–
			12,0	30,0	15,1	–
4	07.04.1979	2689–2700	40,0	13,0	29,1	0,81
			41,5	20,0	25,8	0,79
			39,5	19,0	24,1	0,79
			27,5	16,0	27,5	–
			36,5	21,0	26,2	–
	13.09.1979	2680–2687	16,0	24,0	23,6	–
			17,0	20,0	13,8	–
6	21.05.1981	2715–2718	17,0	17,0	15,3	–
			23,0	11,0	20,8	0,90

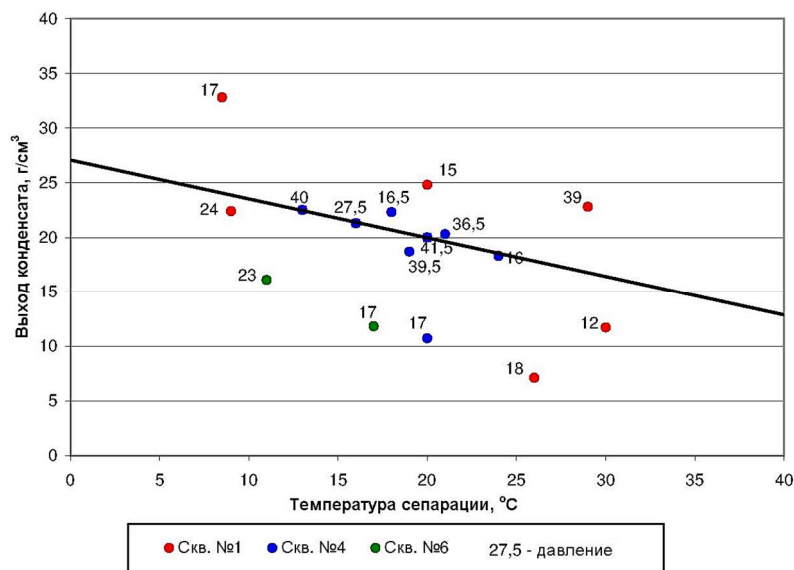


Рисунок 11 – Зависимость выхода конденсата от температуры сепарации

Специальные исследования газоконденсатного фактора на бомбе PVT не проводились, а промысловые исследования характеризуются большим разбросом как по температуре, так и по давлению. Это предопределило использование теоретических расчётов для определения зависимости конденсатогазового фактора от давления в залежи.

Состав пластового газа Южно-Сердюковского месторождения близок к составу газа Березанского месторождения. На этом основании по составу газа, фракционному составу конденсата и групповому составу стабильного конденсата была рассчитана зависимость конденсатосодержания от изменения пластового давления (табл. 5).

Таблица 5 – Зависимость конденсатосодержания от пластового давления

Давление,		Конденсатосодержание,		Пластовые потери,	
МПа	кгс/см ²	г/м ³	см ³ /м ³	г/м ³	см ³ /м ³
27,7	282	29,25	37,8	0,00	0
27,5	280	29,22	37,76	0,05	0,06
25,5	260	28,98	37,45	0,12	0,15
23,5	240	28,56	36,91	0,50	0,64
21,6	220	28,00	36,17	0,90	1,28
19,6	200	27,26	35,22	1,57	2,03
17,7	180	26,37	34,08	1,69	2,83
15,7	160	25,35	32,76	2,84	3,67
13,7	140	24,20	31,28	3,48	4,5
11,8	120	22,97	29,68	4,08	5,27
9,8	100	21,68	28,01	4,61	5,96
7,8	80	20,38	26,34	5,05	6,52
5,9	60	19,24	24,85	5,35	6,91
3,9	40	18,47	23,87	5,49	7,1
2,0	20	19,01	24,55	5,45	7,04
0,1	1	31,30	40,44	5,20	6,72

Состав газа сепарации, дегазации, пластового газа и конденсата

Данные о составе газа и конденсата приведены в таблице 6. Пластовый газ, в основном, состоит из метана (89 %). В газе содержится всего 3 % углекислого газа, что позволяет не проводить специальные мероприятия по борьбе с коррозией.

Теплотворная способность газа, как и на Березанском ГКМ, составляет порядка 9000 ккал/м³, относительная плотность газа ≈ 0,6414.

Содержание гелия не превышает 0,02 % по объёму и промышленного значения не имеет.

Пластовые потери конденсата и конденсатоотдача

Исследования на бомбе PVT не производились. Поэтому параметры состояния PVT определялись расчётным путём:

- давление начала конденсации насыщенного и стабильного конденсата $P_n = 282 \text{ кгс/см}^2$ (27,655 МПа);
- давление максимальной конденсации насыщенного и стабильного конденсата $P_m = 40 \text{ кгс/см}^2$ (3,923 МПа);
- начальное конденсатосодержание $q_{нн} = 47,4 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (насыщ.) и $q_{нс} = 37,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (стаб.);
- пластовые потери конденсата при давлении максимальной конденсации $q_{мн} = 8,9 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (насыщ.) и $q_{мс} = 7,1 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (стаб.);
- пластовые потери конденсата при давлении 1 кгс/см² (0,0981 МПа) $q_{он} = 9,38 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (насыщ.) и $q_{ос} = 7,48 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (стаб.).

По этим данным рассчитаны конденсатные характеристики для стабильного конденсата и определён коэффициент конденсатоотдачи $K_{от} = 0,74$.

Таблица 6 – Компонентный состав газа и конденсата

Компоненты	Состав газов				Состав конденсата				Состав пластового газа		
	сепарации		дегазации		стабильного		сырого		% мольн	г/моли	
	% мольн	г/моли	% мольн	г/моли	% мольн	г/моли	% мольн	г/моли			
CH ₄	89,50	787,53	62,59	0,889	0,003	0,003	15,38	0,659	7,086	89,09	789,078
C ₂ H ₆	4,63	76,36	16,33	0,232	0,019	0,019	4,33	0,191	3,739	4,63	76,783
C ₃ H ₈	1,10	26,60	10,54	0,150	0,096	0,096	4,24	0,186	5,369	1,12	26,936
i-C ₄ H ₁₀	0,16	5,10	1,86	0,026	0,064	0,064	1,55	0,067	2,587	0,17	5,193
n-C ₄ H ₁₀	0,16	5,10	2,17	0,031	0,122	0,122	2,64	0,116	4,407	0,18	5,247
i-C ₅ H ₁₂	0,08	3,17	0,72	0,010	0,138	0,138	2,55	0,112	5,284	0,09	3,292
n-C ₅ H ₁₂	0,06	2,37	0,48	0,007	0,141	0,141	2,55	0,112	5,284	0,07	2,489
C ₆ H ₁₄	0,02	0,95	0,63	0,009	0,372	0,372	6,57	0,288	17,371	0,05	1,247
C ₇ H ₁₆	0,01	0,55	0,75	0,010	3,425	3,425	59,22	2,593	47,647	0,35	3,153
N ₂	1,26	19,36	0,00	0,000	–	–	0,00	0,000	0,000	1,25	19,360
CO ₂	3,00	72,61	3,93	0,056	–	–	0,97	0,114	1,226	2,98	72,780
He	0,02	0,30	–	–	–	–	–	–	–	0,02	0,300
Всего	100,00	1000,00	100,00	1,42	4,38	4,38	100,00	4,44	100,00	100,00	1005,86

Молярная доля в пластовом газе: газа сепарации – 0,0014; «сухого» газа – 0,9942

Для сравнения фактического и теоретического конденсатосодержания по стабильному конденсату были учтены отклонения промысловых условий сепарации от оптимальных. Результаты сравнения показаны на рисунке 12. С начала разработки месторождения и до конца 1991 года фактическое и теоретическое конденсатосодержание практически совпадают. С 1992 года фактическое конденсатосодержание резко уменьшается и составляет 20–25 % от теоретического. Данный факт объясняется условиями сепарации, не позволяющими полностью выделять конденсат из газа и, соответственно, значительная часть конденсата уносится вместе с газом в газопровод.

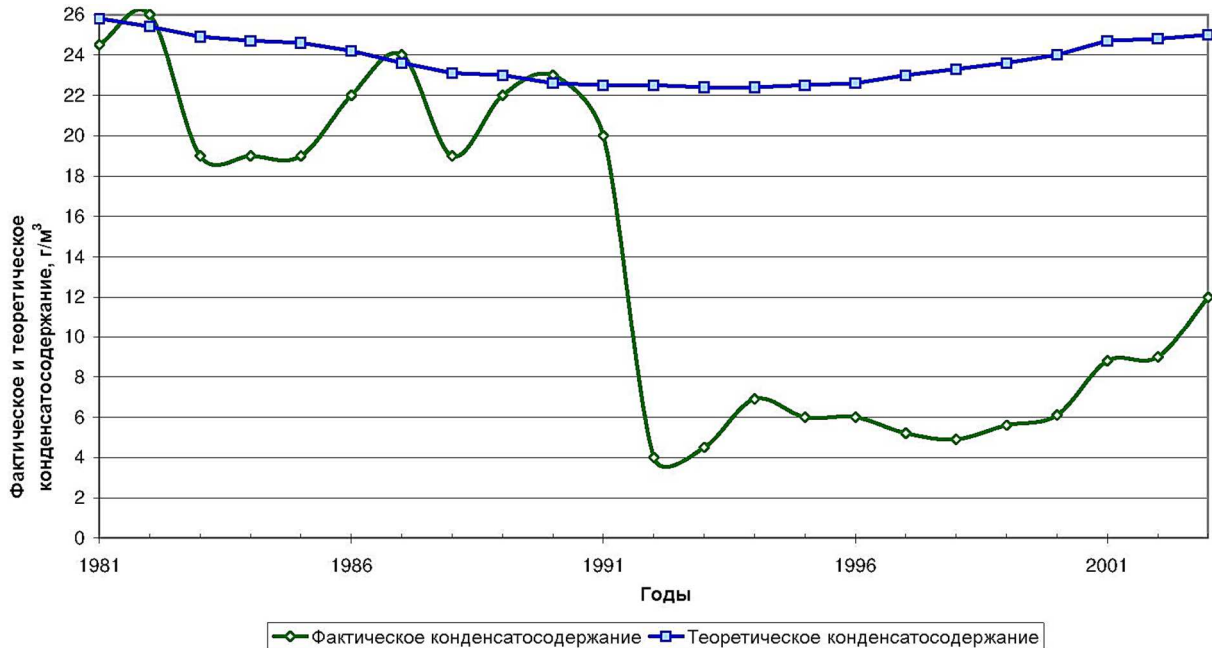


Рисунок 12 – Сопоставление теоретического и фактического конденсатосодержания по стабильному конденсату

Гидрологическая характеристика месторождения

Размеры и параметры водонапорного бассейна

В разрезе Ейско-Березанского вала, к которому приурочены Южно-Сердюковское, Сердюковское и Березанское газоконденсатные месторождения выделяется 5 самостоятельных комплексов. Для целей данной работы интерес представляет только нижнемеловой водонапорный комплекс, к которому приурочены промышленные залежи углеводородов.

Водонапорный комплекс данного района является частью обширной водонапорной системы, которая простирается от северных предгорий Кавказа до Таганрогского залива. Полоса выхода песчаных отложений альба на северном склоне Кавказа является областью питания. Область разгрузки комплекса расположена в районе Таганрогского залива (северная периферия бассейна), а также в районе Бейсугского лимана на западе Скифской платформы. Протяжённость бассейна с юго-востока на северо-запад превышает 310–320 км, а с востока на запад составляет примерно ≈ 300 км. Площадь водоносного комплекса около 60 тыс. км². Общая эффективная мощность пластов нижнемеловой водонапорной системы в Каневско-Березанской антиклинальной зоне изменяется от 2 до 30 м. Сведения о водонапорной системе приведены в таблице 7.

Выходы нижнемеловых пород в предгорьях Кавказа находятся на отметках 400–800 м. В северном направлении они погружаются до 3000 м (район Усть-Лабинской и Некрасовской площадей) и затем полого воздымаются на Скифской платформе. Кровля коллекторов этого комплекса в пределах Южно-Сердюковской площади залегает на отметке 2650–2750 м.

В пределах Южно-Сердюковского месторождения напор пластовых вод составляет 140 м, на Березанском – 154 м, на Сердюковском – 130 м.

Таблица 7 – Сведения о нижнемеловом водонапорном бассейне

№№ п/п	Параметры	Диапазон изменения параметров		
		среднее значение	минимальное значение	максимальное значение
1	Площадь, тыс. км ²	60	–	–
2	Толщина, м	16	2	30
3	Открытая пористость, %	18	12	25
4	Проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	606	12	1200
5	Газонасыщенность пластовых вод, м ³ /т	–	–	–
6	Начальное пластовое давление, кгс/см ²	156	2	310
7	Температура, °С	85	20	150
8	Объёмный коэффициент пластовых вод, доли ед.	1,044	1,028	1,06
9	Вязкость пластовых вод, мПа·с	0,942	0,847	1,048
10	Общая минерализация пластовых вод, г/л	12,9	3,9	21,9
11	Плотность пластовых вод, кг/м ³	1008	1002	1012

Для наиболее активной Каневско-Березанской зоны инфильтрационного водообмена скорость движения пластовых вод составляет 1,2 м/год. Скорость движения вод к северу от этой зоны составляет в среднем 0,08 м/год. Такой режим водообмена характерен для артезианских систем.

Температура пластовых вод альбских отложений в области выходов не превышает 20 °С. С погружением альбских отложений температура увеличивается до 123–125 °С на Армавирской и Южно-Советской площадях и до 110 °С на Березанской, Сердюковской и Южно-Сердюковской площадях. В северном направлении по мере уменьшения глубины залегания комплекса уменьшается пластовая температура. На Южно-Сердюковской площади температура пластовых вод равна 109 °С.

Гидрогеологическая схема альбского водоносного комплекса и опорный разрез месторождений представлены на рисунках 13 и 14.

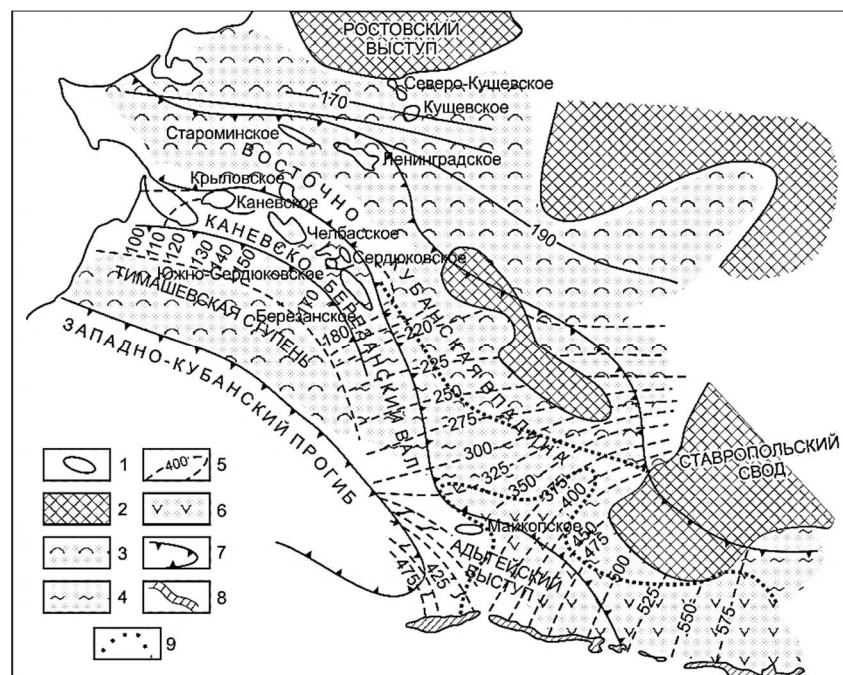


Рисунок 13 – Гидрогеологическая схема альбского водоносного комплекса Западного Предкавказья:

- 1 – газоконденсатные залежи; 2 – области отсутствия альбских пластов-коллекторов;
- 3 – зона хлоркальциевых вод с минерализацией от 800 до 2500 мг-экв./л;
- 4 – зона гидрокарбонатнонатриевых вод с минерализацией от 200 до 800 мг-экв./л;
- 5 – гидроизопьезы, м; 6 – зона гидрокарбонатнонатриевых вод с минерализацией до 200 мг-экв./л;
- 7 – границы геоструктурных элементов; 8 – выходы нижнемеловых отложений на поверхность;
- 9 – границы зон различной минерализации

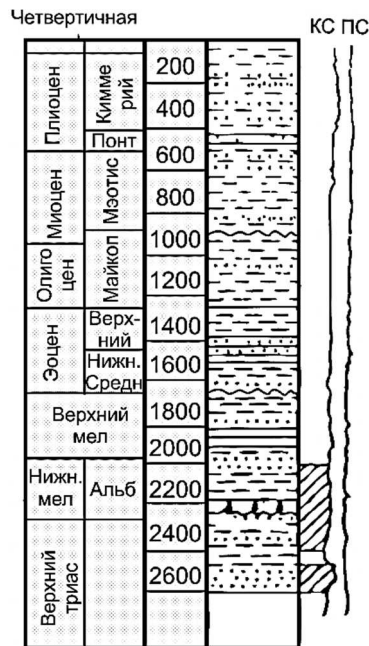


Рисунок 14 – Опорный гидрогеологический разрез

Физико-химическая характеристика вод

Физико-химическая характеристика пластовой воды, отобранной из скважин Южно-Сердюковского месторождения, представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Физико-химическая характеристика пластовых вод Южно-Сердюковского месторождения

№№ n/n	Параметры	Количество определений	Диапазон изменения параметров		
			минимальное значение	максимальное значение	среднее значение
1	Газосодержание, м ³ /т	расчётн.	0,9	1,2	1,05
2	Объёмный коэффициент, доли ед.	расчётн.	1,028	1,060	1,044
3	Вязкость, мПа·с	2	0,847	1,048	0,942
4	Общая минерализация, мг/экв.	1019,37	405,61	1285,02	781,45
5	Плотность, кг/м ³	10	1002	1012	1008
Содержание ионов, мг/л					
6	Cl ⁻		1985,76	10850,76	4417,76
7	SO ₄ ²⁻		23,04	260,16	156,8
8	HCO ₃ ²⁻		427,0	1830,0	1403,0
9	Ca ²⁺		76,95	152,30	127,95
10	Mg ²⁺		4,86	18,24	9,32
11	Na ⁺ + K ⁺		1918,66	7469,25	3309,6

Как видно из таблицы 8, тип воды – гидрокарбонатнонатриевый, жёсткость средняя с преобладанием временной жёсткости. Органических веществ растительного и животного происхождения нет. Окислительно-восстановительный потенциал не определялся.

Оценка режима и характера продвижения пластовых вод

Непосредственно в газовые залежи в начальный период поступление воды путём поршневого вытеснения было затруднено. Это было обусловлено наличием переходных зон, образовавшихся при миграции газа из залежи под влиянием падения давления на Березанском и Сердюковском месторождениях. Однако для всех пластов, кроме первого, сообщаемость с законтурной зоной достаточно велика, что выражается в

проявлении упруговодонапорного режима. Этот факт подтверждает анализ зависимости падения пластового давления от отборов.

Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки месторождения

В настоящее время на месторождении ведутся систематический контроль за минерализацией воды в единственной эксплуатационной скважине № 13 и измерения уровней в наблюдательных скважинах. Такой объём работ обеспечивает контроль за обводнением месторождения и в увеличении его нет необходимости.

Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов

Из сопутствующих компонентов в газе Южно-Сердюковского месторождения имеются в скважине № 4 только следы гелия (0,02 % от объёма). Поэтому подсчёт запасов производился по углеводородным компонентам.

В 1983 году тематической партией ПО «Кубаньгазпром» был выполнен подсчёт запасов газа и конденсата объёмным методом. Данные запасы углеводородов были утверждены протоколом ЦКЗ Мингазпрома 30.05.1984 г. в количестве 869,1 млн м³ газа и 23 (извлекаемых 17) тыс. тонн конденсата.

Газоносные пласты были разделены на две пачки. Верхняя пачка (I) включала в себя 2 и 3 пласты. Нижняя пачка (II) включала 4 и 5 пласты. Балансовые запасы газа были утверждены в количестве 582,9 млн м³ по категории С₁ и 286,2 млн м³ по категории С₂. Протоколом ЦКЗ Мингазпрома от 13.10.1986 г. все запасы переведены в категорию С₁. Сведения о запасах и подсчётных параметрах приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Запасы газа, стабильного конденсата и сопутствующих компонентов

Наименование	Величины
Начальные балансовые запасы газа, млн м ³	869,1
Накопленная добыча газа, млн м ³	770,0
Остаточные балансовые запасы газа, млн м ³	99,0
Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	23,0
Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	17,0
Накопленное извлечение стабильного конденсата, тыс. тонн	14,999
Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	8,001
Начальные запасы:	
метана, тыс. тонн	769
этана, тыс. тонн	42
пропана, тыс. тонн	12
бутанов, тыс. тонн	3
сероводорода, тыс. тонн	0
двуокиси углерода, тыс. тонн	24
нефти, тыс. тонн	0

Таблица 10 – Сопоставление подсчётных параметров запасов газа и стабильного конденсата

Подсчётные параметры	Утверждённые ЦКЗ Мингазпрома протокол от 13.10.1986 г.		Принятые для проектирования	
	I пачка	II пачка	I пачка	II пачка
1	2	3	4	5
Площадь газоносности, км ²	16,5	2,4	16,5	2,4
Газонасыщенная толщина, м	8,71	1,98	8,71	1,98

Окончание таблицы 10

1	2	3	4	5
Объем газонасыщенных пластов, м ³	74685200	4706000	74685200	4706000
Пористость, %	13	14	13	14
Газонасыщенность, доли ед.	0,585	0,533	0,585	0,533
Пластовое давление, МПа	26,8794		26,8794	
Пластовая температура, °С	109		109	
Коэффициент сверхсжимаемости	1,051		1,051	
Балансовые запасы пластового газа, млн м ³	869,1		869,1	
Потенциальное содержание стабильного конденсата, г/м ³	27,798		27,798	
Балансовые запасы «сухого» газа, млн м ³	856,759		856,759	
Балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	23,000		23,000	

Литература

1. Кравцов Н.А., Кравцов И.Н., Онищенко В.Т. Выполнить коррективы к проекту Южно-Сердюковского месторождения. Отчёт по договору 80 К/91.91. – Ставрополь : Фонды «СевКавНИИгаза», 1991.
2. Кравцов Н.А., Кравцов И.Н., Онищенко В.Т. Анализ состояния разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения : Отчёт по теме Р.01.95. – Краснодар : Фонды П «Кубаньгазпром», 1995.
3. Кравцов Н.А., Кравцов И.Н., Онищенко В.Т. Коррективы к проекту разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения : Отчёт по теме Р.01.97. – Краснодар: Фонды ООО «Кубаньгазпром», 1997.
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. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
7. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва). Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
8. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодёжной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть». Секция «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
9. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. техника. технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26-34.
10. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
11. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.

12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. техника. технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34-35.
15. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – Киев : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
18. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. техника. технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
20. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
22. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу. Перспективы доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
23. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу. Геологические основы для проектирования доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 74–93.
24. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу. Построение цифровых геологических моделей Некрасовского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 94–114.
25. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
26. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтрованном пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 27–29.
27. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.
28. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Kravtsov N.A., Kravtsov I.N., Onishchenko V.T. Make corrections to the project of Yuzhno-Serdyukovskoye field. Report on the contract 80 K/91.91. – Stavropol : Funds of «SevKavNIIgaz», 1991.
2. Kravtsov N.A., Kravtsov I.N., Onishchenko V.T. Analysis of the Yuzhno-Serdyukovskoye gas condensate field development status : Report on the subject R.01.95. – Krasnodar : Funds of P «Kubangazprom», 1995.
3. Kravtsov N.A., Kravtsov I.N., Onishchenko V.T. Corrections to the project of Yuzhno-Serdyukovsky gas condensate field development : Report on the theme R.01.97. – Krasnodar : Funds of Kubangazprom, 1997.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
6. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 c.
7. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of development of gas fields in Krasnodar region // Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014». (14–16 April 2014, Moscow). Section 2: Development of oil and gas fields. Well drilling. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
8. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of a method of forecasting the composition of rocks-collectors of gas fields at the final stage on the basis of the methods of interdisciplinary modeling // Collection of scientific papers of the I All-Russian MoI-Technical Conference of oil and gas industry «Young Oil». Section «Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields» (May 17-19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
9. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the gas fields exploitation complications at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Nauka. tekhnika. – 2014. – № 1. – P. 26–34.
10. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of an effective technology for the production of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – St.-Petersburg. : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
11. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies adopted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
12. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of occurrence of the production complication factors // Science. technology (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Pantsarov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields of Krasnodar region // Collection of documentations of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for youth «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
15. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobycha Krasnodar // Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev). – Kiev : multidisciplinary scientific journal «Archivarius» (November 20, 2016, Kiev). – Part 1. – P. 5–10.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the cased wellbore from sand plugs with the help of waterless drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International scientific conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
18. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning the bottomhole bottom sand // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.

19. Berezovsky D.A. D.A. Berezovsky [et al.]. Technologies and principles of development of the multiplate fields // *Nauka. tekhnologii. tekhnologii* (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
20. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
21. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
22. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Prospects of additional working of Nekrasovskiy gas-condensate field // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 2.
23. Berezovsky D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Geological bases for designing of the Nekrasovskoye gas-condensate field additional development // *Science. Technique. Technologies* (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 1. – P. 74–93.
24. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni, Orlanda Dina Eusebiu. Construction of the digital geological models of the Nekrasovskoye field // *Science. Technique. Technologies* (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 1. – P. 94–114.
25. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental investigations of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // *Gornyi Informational-Analytical Bulletin. Separate article* (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
26. Mekhdiiev K.K. oglu. Methods of Calculation of Cavern Parameters in Filter Space of Fountain and Compressor Sand-Producing Wells // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – P. 2. – P. 27–29.
27. Panzarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of preventing complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // *New technologies - oil and gas region: materials of the All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists* (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.
28. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 624.131.1 + 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА
ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ЛЕБЕДИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR DESIGN AND ANALYSIS
OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE LEBEDINSKOYE GAS FIELD**

Гуцу Алексей Сергеевич

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

Савенок Ольга Владимовна

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

Шаблий Илья Игоревич

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

Аннотация. В статье рассмотрены геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Лебединского газового месторождения. Приведено геологическое строение месторождения и залежей (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений и газонасность месторождения); описаны гидрогеологические и инженерно-геологические условия (характеристика режима водонапорного бассейна; размеры и параметры водонапорного бассейна); дана физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов (геофизические исследования скважин (ГИС-бурение); параметры продуктивных пластов по керну и ГИС); показан состав и свойства пластовых флюидов (физико-химическая характеристика газа; физико-химическая характеристика пластовых вод; оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод; рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки); рассмотрена сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (толщины продуктивных горизонтов; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин).

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; геологическое строение месторождения; газонасность месторождения; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; параметры продуктивных пластов по керну и ГИС; сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин.

Gutsu Alexey Sergeevich

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Ukhta state technical university
gutsu.leha@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

Shabliy Ilya Igorevich

leading specialist,
«Rosneft – Morskoy terminal Tuapse» LLC
ilyashabliy0209@gmail.com

Annotation. The article discusses the geological foundations for the design and analysis of the current state of development of the Lebedinskoye gas field. The geological structure of the field and deposits (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits and gas content of the field) is given; hydrogeological and engineering-geological conditions are described (characteristic of the regime of the water basin; dimensions and parameters of the water basin); given the physical and hydrodynamic characteristics of the productive formations (geophysical studies of wells (well logging-drilling); parameters of the productive formations by core and well logging); the composition and properties of reservoir fluids are shown (physical and chemical characteristics of the gas; physicochemical characteristics of the reservoir waters; assessment of the regime and nature of the likely progress of the reservoir waters; recommendations for hydrogeological observations and studies during development); The combined geological and physical characteristics of productive formations (thickness of productive horizons; analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells) are considered.

Keywords: geological and physical characteristics of the field; geological structure of the field; gas content of the field; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; core and well logging parameters; summary geological and physical characteristics of reservoirs; analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells.

Геологическое строение месторождения и залежей

Лебединское месторождение располагается в пределах Тимашевской ступени и вскрывает геологический разрез от палеогеновых до четвертичных отложений включительно.

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Литолого-стратиграфический разрез Лебединского месторождения составлен по аналогии с близлежащим Гривенским месторождением по данным бурения и результатам ГИС. Пробуренными скважинами вскрыт комплекс пород от палеогенового до четвертичного включительно. Сводный литолого-стратиграфический разрез представлен на рисунке 1.

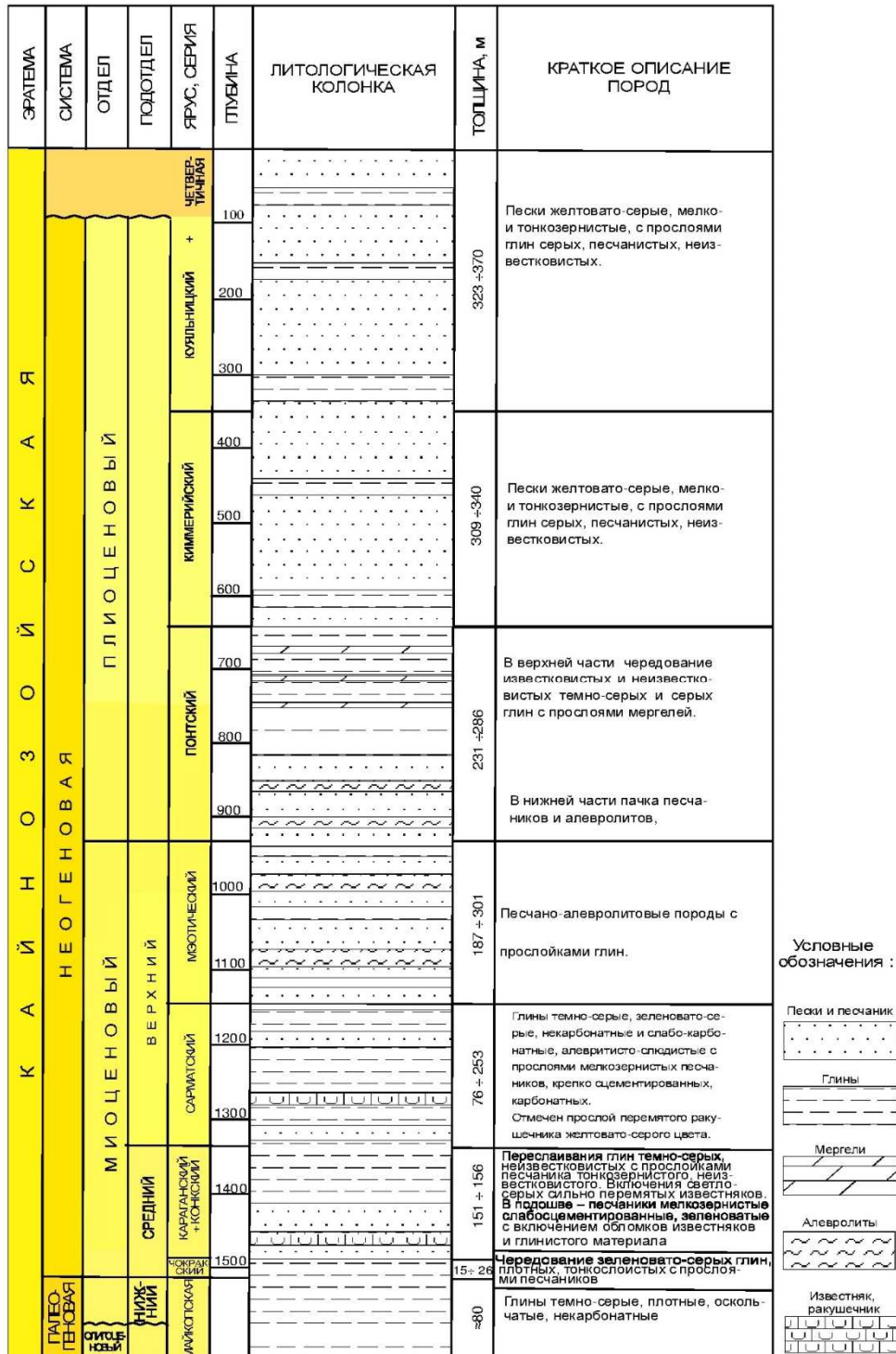


Рисунок 1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Лебединского газового месторождения

Кайнозойская эратема Kz

Палеогеновая система P

Олигоценый отдел P₃

Майкопская серия N₁¹ – P₃ мкр

Майкопские отложения представлены глинами тёмно-серыми, плотными, оскольчатыми, некарбонатными. Вскрытая толщина (скважина № 7) – 80 м.

Неогеновая система N

Миоценовый отдел N₁

Средний подотдел N₁²

Чокракские отложения N₁² ch представлены чередованием зеленовато-серых глин, плотных, тонкослоистых с прослоями песчаников.

Вскрытая толщина чокракских отложений колеблется от 15 до 26 м.

Караганские N₁² k и *конкские* N₁² k отложения относятся к среднемиоценовым, не разделяются ввиду их литологического сходства и отсутствия kernового материала, сложены глинами тёмно-серыми, известковистыми с прослойками песчаника тонкозернистого, известковистого. Отмечаются включения светло-серых сильно перемятых известняков. В подошве – песчаники мелкозернистые, слабосцементированные, зеленоватые с включением обломков известняков и глинистого материала.

Толщина отложений по площади месторождения изменяется от 151 до 156 м.

Верхний подотдел N₁³

Сарматские отложения литологически представлены глинами темно-серыми, зеленовато-серыми, некарбонатными и слабокарбонатными, алевритисто-слюдистыми с прослоями мелкозернистых песчаников, крепко сцементированных, карбонатных, отмечен прослой перемятого ракушечника желтовато-серого цвета.

Толщина отложений сарматского яруса уменьшается с востока на запад с 253 до 76 м.

Мэотические отложения литологически представлены песчано-алевролитовыми породами с прослойками глин. Толщина отложений, увеличивается в западном направлении и колеблется от 187 до 301 м.

Плиоценовый отдел N₂

Понтские N₁₋₂ pt отложения в нижней части представлены пачкой песчаников и алевролитов, верхняя часть представлена чередованием известковистых и известковистых тёмно-серых и серых глин с прослоями мергелей.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в юго-западном и западном направлении и изменяется от 231 до 286 м.

Киммерийские N₂² km отложения представлены преимущественно песками желтовато-серыми, мелко- и тонкозернистыми, с прослоями глин серых, песчаных, известковистых.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в южном направлении и изменяется от 309 до 340 м.

Четвертичная система Q плюс кувальницкий N₂ kj ярус

Этот комплекс отложений сложен суглинками желтовато-серыми, бурыми, переходящими вниз по разрезу в песчаные, известковистыми глинами с прослоями глинистых песков.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в южном направлении и изменяется от 323 до 370 м.

Газоносность месторождения

На Лебединском месторождении выявлено четыре поднятия (Лебединское, Восточно-Лебединское, Западно-Лебединское и Южно-Лебединское), к которым приурочено шесть газовых залежей. По результатам опробования и материалам ГИС промышленная газоносность установлена в отложениях второго пласта понтского горизонта (пропластки II¹ и II²) и в мэотических отложениях.

Характер распространения продуктивных пластов понтских (пласт II) и мэотических отложений приведен на структурных картах (рис. 2 и 3).

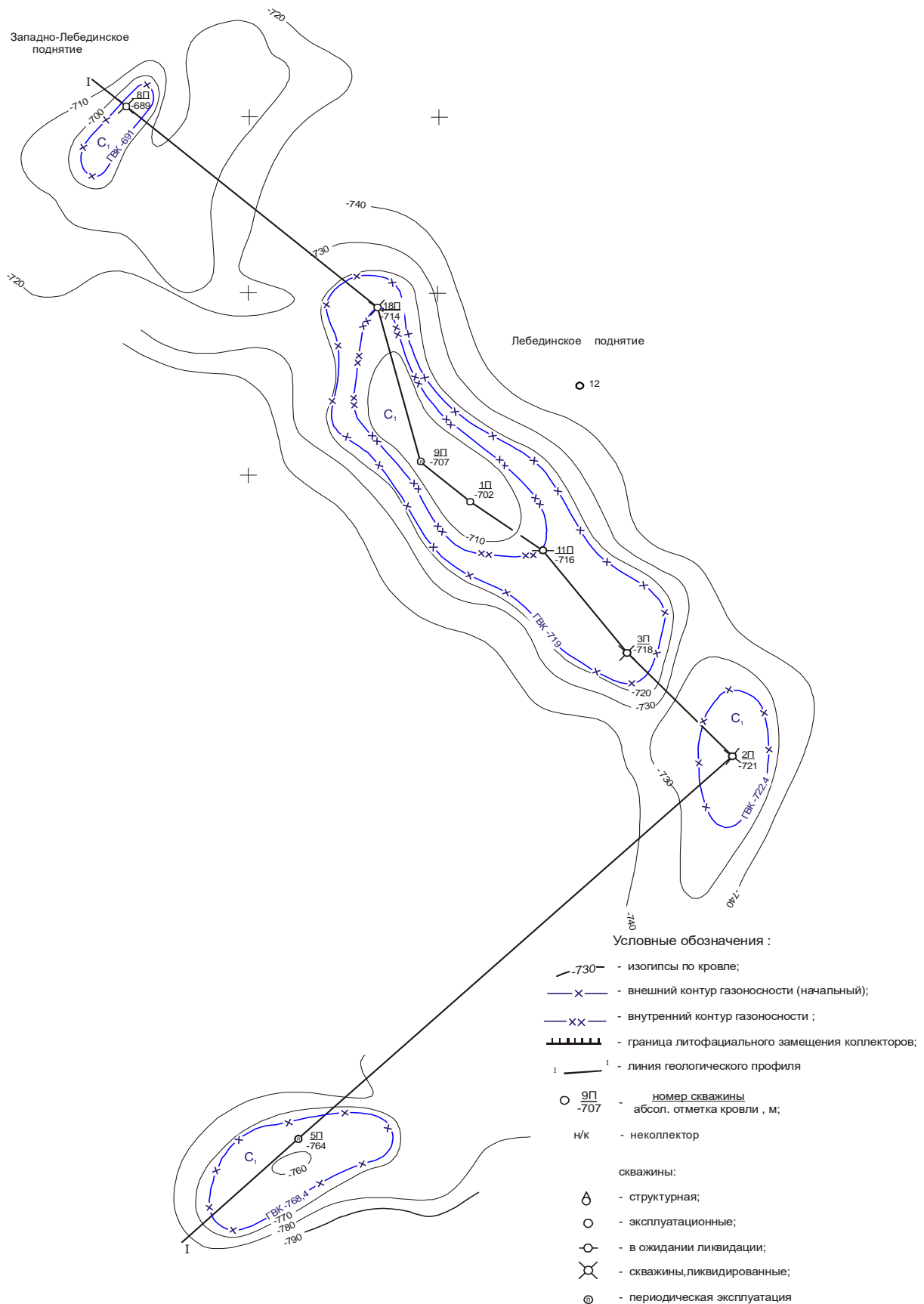


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле коллекторов понтских отложений пласт II¹ Лебединского газового месторождения

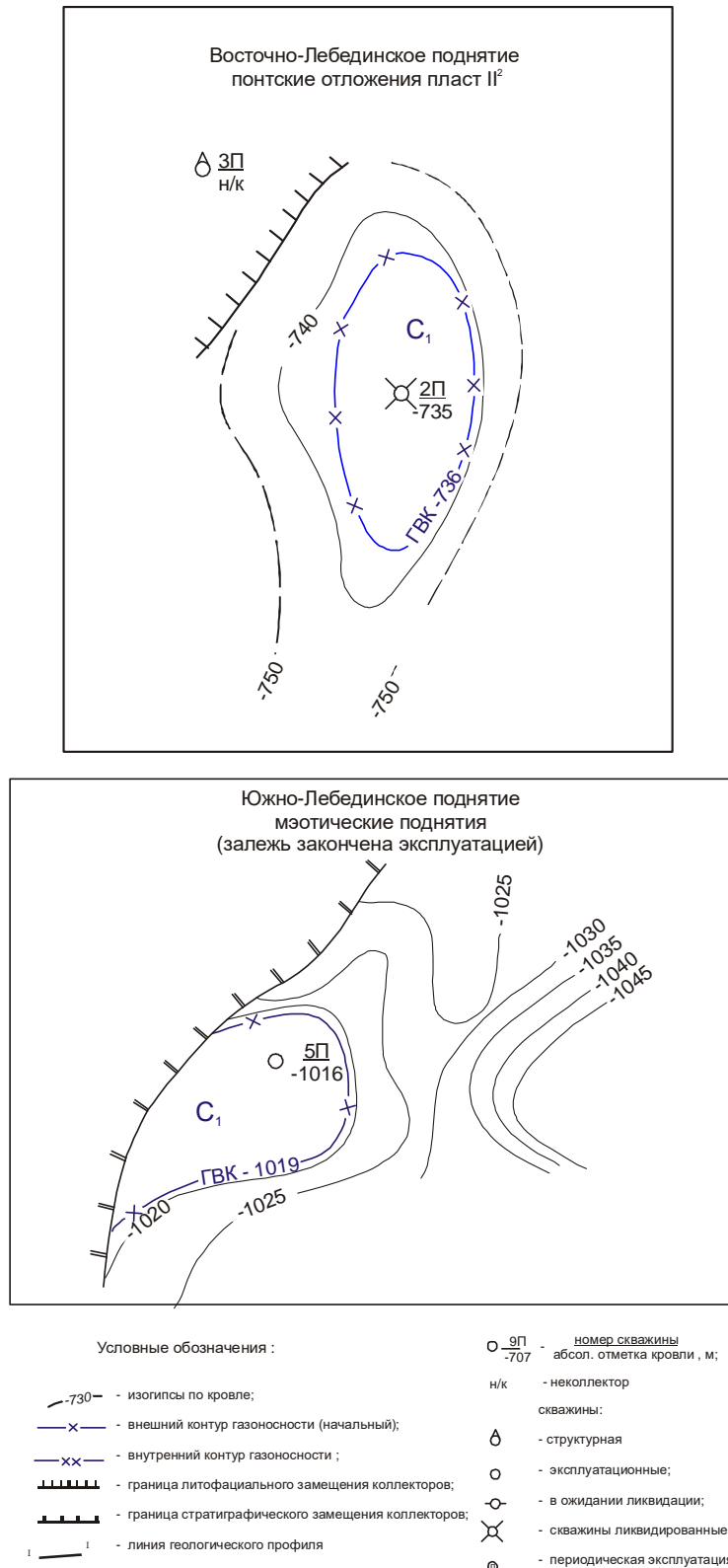


Рисунок 3 – Структурные карты по кровле коллекторов Восточно-Лебединского (понтские отложения II²) и Южно-Лебединского (мэотические отложения) поднятий Лебединского газового месторождения

Отложения второго пласта понтского горизонта вскрыты всеми скважинами и залегают на глубинах от 694 (скважина № 8) до 792 м (скважина № 5). Пласт состоит из одного или двух пропластков песчаника. Верхний пропласток II¹ развит по всей площади, пропласток II² вскрыт в скважинах №№ 2, 5 и 8.

Мэотические отложения продуктивны в скважине № 5 и залегают на глубинах от 1023 до 1043 м.

Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

На Лебединском поднятии пробурены скважины №№ 1, 3, 9, 11 и 18. Во всех скважинах получены притоки газа.

Газоводяной контакт газовой залежи Лебединского поднятия (понтские отложения пласт II¹) принят на абсолютной отметке – 719,0 м по результатам испытания в скважине № 3, где в интервале от 726,0 до 727,0 м (от – 718,2 до – 719,2 м) получен приток газа. При опробовании отмечено появление пластовой воды до 4,4 м³/сут. По материалам ГИС газоводяной контакт в этой скважине отбивается на отметке – 719 м.

Залежь пластовая, сводовая, с «сухим» полем. размеры залежи: длина 5,6 км, ширина 1,5 км, высота 17 м. Площадь газоносности 5,5 км².

*Восточно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и пласт II²)*

На Восточно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 2.

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II¹) принят на абсолютной отметке – 722,4 м по результатам испытания в скважине № 2, из интервала перфорации от 726,0 до 727,0 м (от – 718,0 до – 719,0 м) получен приток газа. По материалам ГИС газоводяной контакт залежи отбивается на отметке – 722,4 м.

Залежь – пластовая, сводовая. размеры залежи: длина 1,6 км, ширина 0,3 км, высота 1,6 м. Площадь газоносности составляет 0,8 км².

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II²) принят на абсолютной отметке – 736 м по результатам испытания в скважине № 2, из интервала перфорации от 742,4 до 743,4 м (от – 734,4 до – 735,4 м) получен приток газа дебитом 8,6 м³/сут, диаметр штуцера 3 мм.

Залежь пластовая, сводовая, возможно и литологически экранированная (пласт II² в соседних скважинах не прослеживается). размеры залежи: длина 1,6 км, ширина 0,3 км, высота 1,2 м. Площадь газоносности 0,8 км² (по аналогии с вышележащим пластом II¹).

Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

На Западно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 8, в которой из интервала перфорации от 696,0 до 697,5 м (от – 689,0 до – 690,5 м) получен приток газа дебитом от 8,8 тыс. м³/сут до 36,1 тыс. м³/сут, на штуцерах диаметром от 3 до 6 мм. По материалам ГИС подошва газонасыщенной части пласта отбивается на абсолютной отметке – 691,0 м.

Газоводяной контакт газовой залежи Западно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II¹) принят на отметке – 691,0 м.

Залежь – пластовая, сводовая, повсеместно подстилаемая водой. размеры залежи: длина 1,2 км, ширина 0,3 км, высота 3,0 м.

*Южно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и мзотические отложения)*

На Южно-Лебединском поднятии (понтские отложения, пласт II¹) пробурена скважина № 5, вскрывшая пласт II¹ в интервале от 771,2 до 792,0 м (от – 764,0 до – 784,8 м). Газоводяной контакт принят на отметке – 768,4 м.

Залежь – пластовая, сводовая, подстилаемая водой по всей площади. размеры залежи: длина 2,2 км, ширина 0,9 км, высота 4,4 м, площадь газоносности – 1,3 км².

На этом же поднятии в скважине № 5 ниже по разрезу вскрыт песчаный пласт в мзотических отложениях в интервале глубин от 1023,2 до 1026,0 м (от – 1015,5 до – 1018,3 м). В результате опробования пласта в интервале от 1022,5 до 1024,0 м (от – 1014,8 до – 1016,3 м) получен приток газа дебитом до 40 тыс. м³/сут., на штуцере диаметром 5 мм. По материалам ГИС пласт полностью газонасыщен.

Газоводяной контакт газовой залежи Южно-Лебединского поднятия (мзотические отложения) принят на отметке – 1019 м.

Залежь – пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная. размеры залежи: длина 1,0 км, ширина 0,8 км, высота 2,8 м, площадь газоносности – 0,76 км².

В таблице 1 приведено описание структурных особенностей залежей Лебединского месторождения.

Средние абсолютные отметки ГВК по продуктивным пластам залежей Лебединского газового месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристика структурных особенностей залежей газа Лебединского газового месторождения

Поднятие	Отложение	Пласт	Пропласток	Тип залежи	Размер (длина, ширина), км	Средняя глубина залегания кровли, абсолютная отметка, (-) м	Высота залежи, м
Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, с «СУХИМ» полем	5,6×1,5	711	17
Восточно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая	1,6×0,3	721	1,6
		II	II ²	пластовая, сводовая, литологически экранированная	1,6×0,3	735	1,2
Западно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, водоплавающая	1,2×0,3	689	3,0
Южно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, водоплавающая	2,2×0,9	764	4,4
		мэотические		пластовая, стратиграфически экранированная	1,0×0,8	1016	2,8

Таблица 2 – Средние абсолютные отметки ГВК по продуктивным пластам

Поднятие	Отложение	Пласт	Пропласток	Номер скважины	Абсолютная отметка ГВК, (-) м		
					по геофизическим данным (подошва газа)	по опробованию скважин	утверждённые и принятые для построения
Лебединское	понтские	II	II ¹	3	719	719,2	719 (по ГИС)
Восточно-Лебединское	понтские	II	II ¹	2	722,4	–	722,4 (по ГИС)
	понтские	II	II ²		736,0	735,4	736 (по ГИС)
Западно-Лебединское	понтские	II	II ¹	8	691,0	690,5	691 (по ГИС)
	понтские	II	II ¹		768,4	–	768,4 (по ГИС)
Южно-Лебединское	мэотические			5	1019	1016,3	1019 (по ГИС)

Результаты испытаний скважин и особенности строения залежей Лебединского газового месторождения приведены на геологическом разрезе (рис. 4). Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I показана на рисунке 5.

Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

Лебединское месторождение с гидрогеологической точки зрения расположено в зоне Азово-Кубанского артезианского бассейна.

Верхний водоносный комплекс на Лебединском месторождении связан с *четвертичными отложениями* и с *верхним плиоценом* до глубины 110 и 120 м. Водоносными породами являются пески и алевролиты. Статистические уровни вод в скважинах устанавливаются на 1–2 м ниже поверхности земли. Дебиты вод в скважинах – 18–23 м³/сут.

Куяльницкий водоносный комплекс связан с песками и алевролитами в интервале глубин 120–455 м, содержит почти пресные пластовые воды с минерализацией 15–20 мг-экв./л.

Киммерийский водоносный комплекс связан с пачкой песчаников на глубинах 455–650 м, содержит пластовые воды, относящиеся к гидрокарбонатнонатриевому типу с минерализацией до 44 мг-экв./л, дебиты вод изменяются от 100 до 120 м³/сут.

Понтский водоносный комплекс приурочен к прослоям песков различной толщины, заключённых среди плотных глин. Воды этого горизонта изучены по скважине № 3, где при испытании пласта в интервале 726–727 м получен приток газа с водой (дебит воды до 4,5 м³/сут.). Пластовая вода относится к хлоридно-кальциевому типу с общей минерализацией 487,8 мг-экв./л (14,4 г/л).

В воде отмечено содержание йода 12,27 мг/л, брома 37,3 мг/л.

Мэотический водоносный комплекс связан с мощными песчано-алевролитовыми прослоями. Воды напорные. Движение потока происходит в северо-западном направлении – в сторону Азовского моря. Пробы пластовой воды мэотического яруса на Лебединском месторождении не отбирались. Химический состав пластовых вод мэотического яруса приводится по аналогии с соседними месторождениями (Фрунзенским, Западно-Красноармейским). Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией 1720–1800 мг-экв./л. В водах отмечается присутствие йода, брома и бора.

Сведения о водонапорном бассейне, приуроченном к вышеуказанному водоносному комплексу, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сведения о водонапорном бассейне

Параметр		Единица измерения	Среднее значение	Диапазон изменения параметра	
				минимальное значение	максимальное значение
1		2	3	4	5
Площадь		тыс. км ²	110		
Толщина пласта	понтский ярус (II ¹ + II ²)	м	18	5,8	28,4
	мэотический ярус		≈ 20		
Открытая пористость	понтский ярус (II ¹ + II ²)	%	32	30,1	40
	мэотический ярус		32		
Проницаемость	понтский ярус (II ¹ + II ²)	10 ⁻¹⁵ м ²	787,8	2,33	1761
	мэотический ярус		578		
Начальное пластовое давление	понтский ярус (II ¹ + II ²)	МПа	7,28	6,98	7,45
	мэотический ярус		10,25		

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Температура	понтский ярус (II ¹ + II ²)	°С	35,2	34	36,5
	мэотический ярус		45		
Вязкость пластовых вод		мПа·с	не определялась		
Общая минерализация	понтский ярус (II ¹ + II ²)	мг-экв./л	487,8		
	мэотический ярус		1760	1720	1800

Воды сарматских, конкских и караганских отложений на описываемой площади не изучались.

При испытании чокракских отложений в скважине № 5 в интервале 1561-1564 м получен приток воды с минерализацией 23,7 г/л. Вода хлоридно-натриевого типа. Содержание микроэлементов (мг/л): бора – 31,2; брома – 80; йода – 44. Содержание воднорастворённых органических веществ невысокое (мг/л): фенолы – 0,18; бензол – 0,14.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)

В скважинах Лебединского месторождения выполнен комплекс ГИС-бурение, включающий: СК, БКЗ, ИК, БК, МБК, МКЗ, КВ, АК, ГК, НГК, термометрию, инклинометрию, контроль качества цементации. Помимо этого, в скважинах №№ 2, 5 и 7 проведён 2ННК-т; в скважинах №№ 5 и 7 – ГГК.

Пласты-коллекторы в разрезе выделялись в соответствии с прямыми качественными признаками коллекторов с использованием данных БКЗ, ПС, кавернометрии и микрометодов.

Коэффициент пористости K_n определялся методом относительного сопротивления $\frac{\rho_{вп}}{\rho_в} = f(K_n)$ с использованием обобщённой номограммы для слабосцементированных песчаников. Удельное электрическое сопротивление неизменной полностью водонасыщенной части пласта $\rho_{вп}$ определялось по данным ИК, БК и БКЗ. Для коллекторов понтского горизонта УЭС пластовой воды $\rho_в = 0,34$ Ом·м; для коллекторов мэотиса $\rho_в = 0,09$ Ом·м. При подсчёте запасов приняты определённые по данным ГИС следующие значения пористости:

- $K_n^{ГИС} = 0,32$ доли ед. для пласта II Лебединского, Восточно-Лебединского поднятий и отложений мэотиса;
- $K_n^{ГИС} = 0,29$ доли ед. для пласта II Западно-Лебединского и Южно-Лебединского поднятий.

По данным анализов керна среднеарифметическое значение пористости пласта II понтских отложений $K_n^{керна} = 0,35$ доли ед.; мэотические отложения керном не охарактеризованы.

Коэффициент водонасыщенности $K_в$ определялся по зависимости, рекомендованной Вендельштейном Б.Ю. для гидрофильных коллекторов.

Для подсчёта запасов приняты следующие значения газонасыщенности, определённые по данным ГИС:

- $K_2^{ГИС} = 0,87$ доли ед. для пласта II Лебединского и Восточно-Лебединского поднятий;
- $K_2^{ГИС} = 0,85$ доли ед. для пласта II Западно-Лебединского поднятия;
- $K_2^{ГИС} = 0,89$ доли ед. для пласта II Южно-Лебединского поднятия;
- $K_2^{ГИС} = 0,62$ доли ед. для отложений мэотиса.

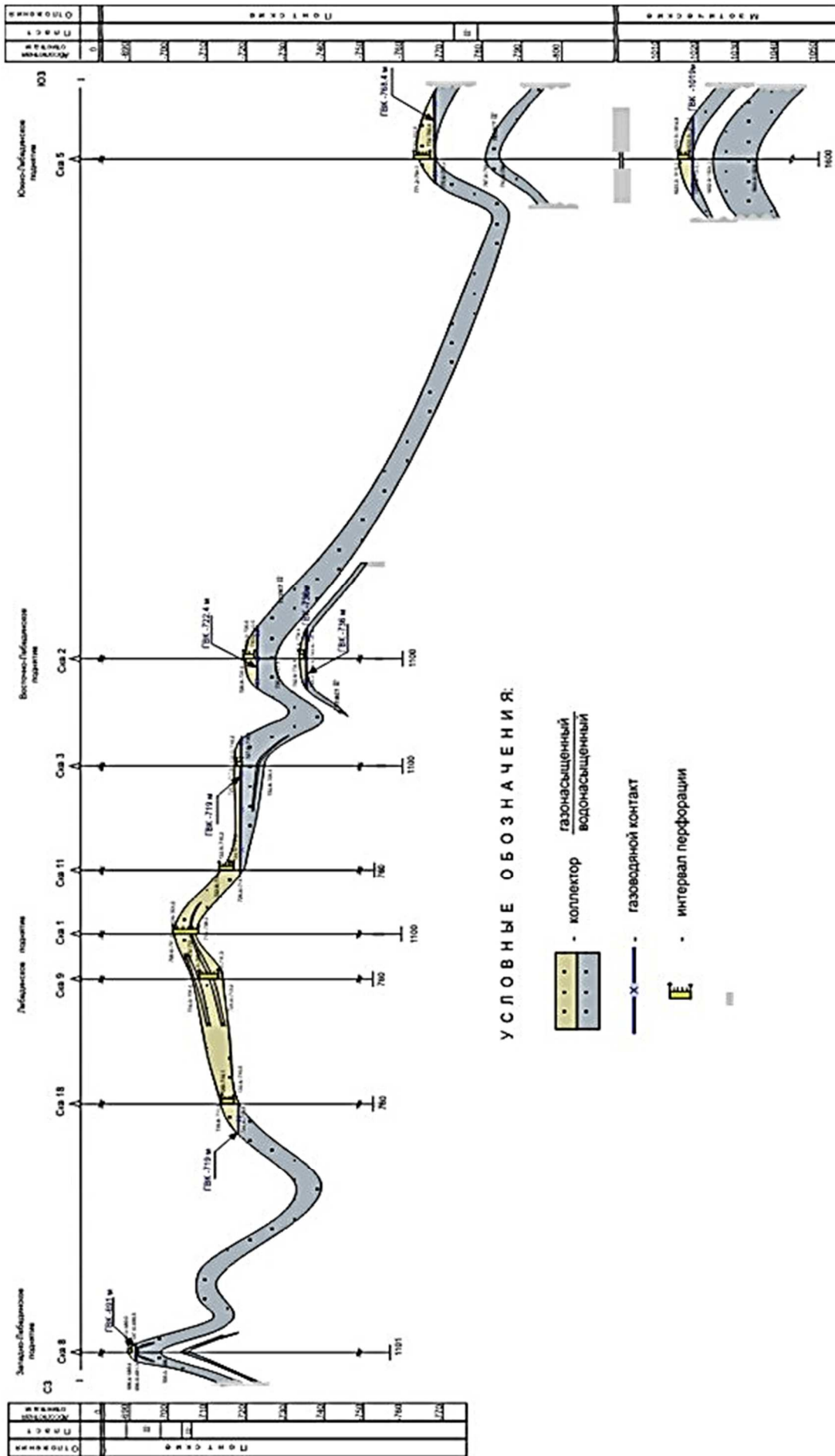


Рисунок 4 – Геологический разрез продуктивных пластов понтских и мзотических отложений по линии I-I Лебединского газового месторождения

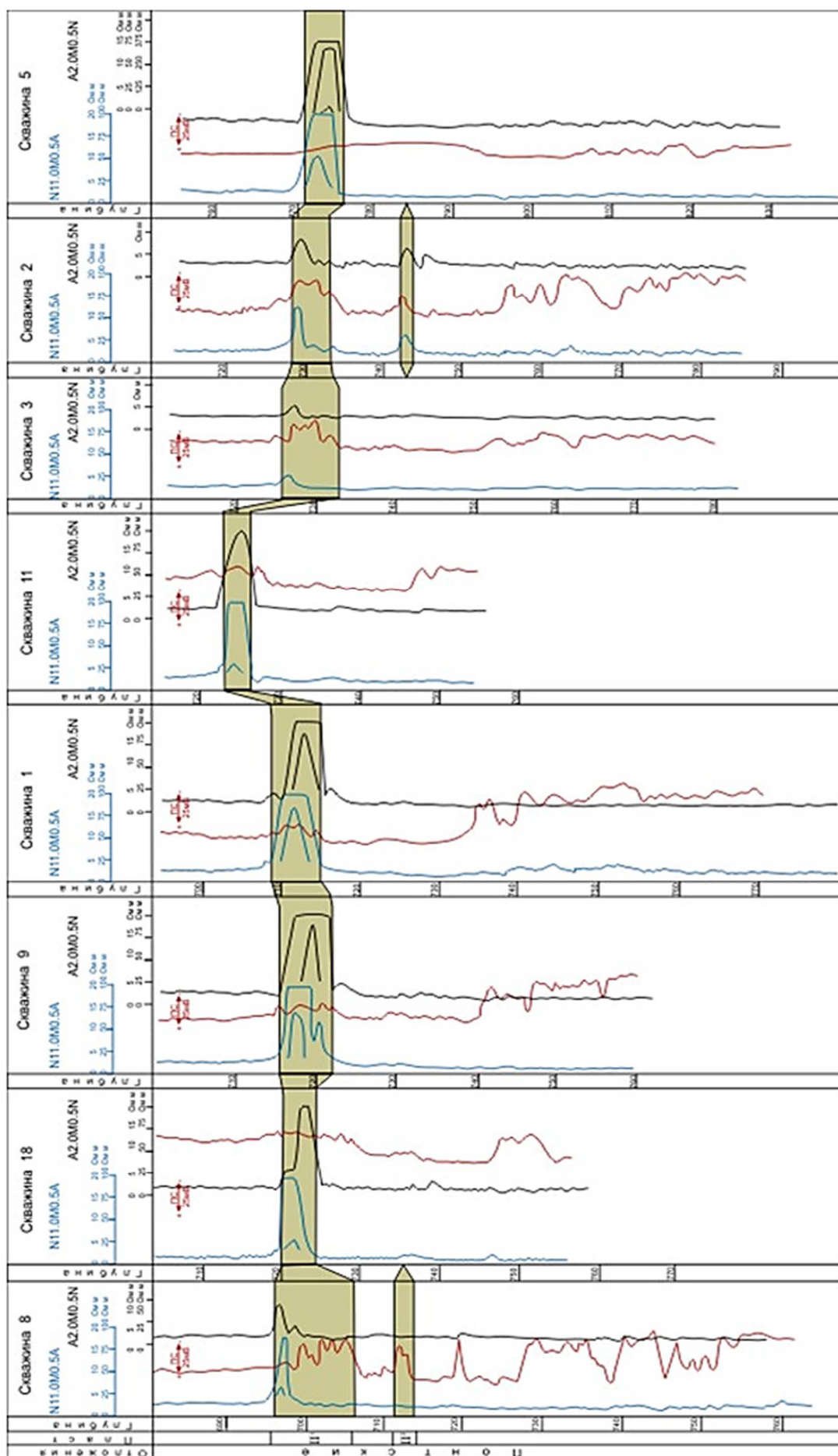


Рисунок 5 – Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I Лебединского газового месторождений

По данным анализов керна, коэффициент газонасыщенности не определялся.

За анализируемый период промыслово-геофизические исследования по оценке эксплуатационных характеристик пластов на месторождении не проводились. Значения основных параметров продуктивных пластов – эффективные толщины, коэффициенты пористости, проницаемости, газонасыщенности не уточнялись.

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

Параметры продуктивных пластов понтских отложений определялись на основании комплексного анализа результатов лабораторного исследования кернового материала в скважинах №№ 1 и 6, а также по данным геофизических и газогидродинамических исследований.

Понтские отложения

Пористость коллекторов понтского горизонта Лебединского газового месторождения определялась по результатам анализа керна (скважины №№ 1 и 6) и по результатам обработки материалов комплекса ГИС. Среднеарифметическое значение коэффициента пористости по керну для понтских отложений составило 0,353.

По материалам ГИС коэффициент пористости определен в скважинах №№ 2, 3, 5, 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,32;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,29;
- Восточно-Лебединское поднятие:
 - 1) понтские отложения пласт II¹ – 0,32;
 - 2) понтские отложения пласт II² – 0,32;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,29.

Эти значения пористости (по материалам ГИС) приняты при подсчёте запасов и проектировании.

Начальная газонасыщенность по керну не определялась.

По материалам ГИС коэффициент газонасыщенности определён в скважинах №№ 1, 2, 3, 5, 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,87;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,85;
- Восточно-Лебединское поднятие:
 - 1) понтские отложения, пласт II¹ – 0,87;
 - 2) понтские отложения, пласт II² – 0,87;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,89.

Эти значения газонасыщенности (по материалам ГИС) приняты при подсчёте запасов и проектировании.

Проницаемость понтских отложений определялась в процессе газогидродинамических исследований скважин №№ 1, 2, 3, 5, 8, 9 и 11. Рассчитанная по коэффициенту А уравнения притока проницаемость изменяется от $113 \cdot 10^{-15}$ (скважина № 1) до $2330 \cdot 10^{-15}$ м² (скважина № 8).

Мэотические отложения

Пористость и начальная газонасыщенность коллекторов мэотического горизонта Лебединского газового месторождения по результатам анализа керна (скважины № 5) не определялась.

По материалам ГИС коэффициент пористости определён в скважине № 5 и составил 0,32.

По материалам ГИС коэффициент газонасыщенности определён в скважине № 5 и составил 0,62.

Проницаемость мэотических отложений определялась в процессе газогидродинамических исследований в скважине № 5. Рассчитанная по коэффициенту А уравнения притока проницаемость изменяется от $578 \cdot 10^{-15}$ до $2519 \cdot 10^{-15}$ м².

Состав и свойства пластовых флюидов

Физико-химическая характеристика газа

Исследования по определению физико-химического состава газа проводились сотрудниками лаборатории газогидродинамических исследований ОАО «СевКавНИПИгаз».

Отборы проб производились из скважин №№ 1, 2, 3, 8, 9 и 11, которые вскрыли понтские отложения, и из скважины № 5 при испытании мэотических отложений.

Согласно проведенным анализам состав газа понтских и мэотических отложений очень близок по качественному и количественному содержанию компонентов.

Пластовый газ состоит, в основном, из метана – 99,347 % об., этана – 0,018 % об., углекислого газа – 0,09 % об., азота – 0,545 % об. Относительная плотность газа по составу – 0,558.

Физико-химическая характеристика пластовых вод

При испытании скважины № 3 (Лебединское поднятие, понтские отложения) получен приток газа с незначительным количеством пластовой воды. Результаты анализа воды из скважины № 3 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты анализа воды из скважины № 3 (понтские отложения)

Возраст отложения	понтские		
Интервал перфорации, м	726–727		
Условия отбора	d _{шт} = 4 мм, сепаратор		
Удельный вес / рН	1,009 / 7,0		
Катионы	мг/л	мг-экв./л	%-экв./л
Na ⁺ + K ⁺	5011	217,87	44,66
Ca ²⁺	240	12,00	2,46
Mg ²⁺	122	10,00	2,05
NH ₄ ⁺	73	4,04	0,83
Анионы:			
Cl ⁻	8224	232,00	47,56
SO ₄ ²⁻	53	1,11	0,23
CO ₃ ²⁻	не обнаружено		
HCO ₃ ⁻	659	10,80	2,21
Сумма ионов	14382	487,82	100,00
Микроэлементы:			
B ⁻	не обнаружено		
J ⁻	12,27	–	–
Br ⁻	37,30	–	–
rNa/Cl	0,94	–	–
r(Cl-Na):Mg	1,41	–	–
Генетический тип воды	хлоридно-кальциевый		

Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод

Многолетний период эксплуатации месторождения свидетельствует о разработке газовых залежей в условиях водонапорного режима близкого к жёсткому. Подтверждением этому служит значительное отставание темпов падения пластового давления от отборов газа и зависимости приведённого пластового давления в функции накопленного отбора газа.

Бурение дополнительных контрольных и пьезометрических скважин на месторождении не предусматривается. Контроль за режимом разработки залежи рекомендуется осуществлять эксплуатационным фондом скважин.

Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки

Гидродинамические исследования продуктивного пласта-коллектора (смачиваемость, коэффициент вытеснения газа водой и т.д.) лабораторными методами не исследовались.

В процессе эксплуатации рекомендуется проводить контроль за химическим составом, количеством и качеством воды в продукции скважины.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Толщины продуктивных горизонтов

Выделение общих, эффективных и эффективных газонасыщенных толщин продуктивных отложений Лебединского газового месторождения проводилось по материалам ГИС (на основе качественных и количественных критериев) с учетом результатов анализов керн и опробований скважин.

Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

Общая толщина продуктивного пласта на Лебединском поднятии изменяется от 4,6 м (скважина № 18) до 27,2 м (скважина № 11).

Эффективная толщина продуктивного пласта изменяется в интервале от 4,2 м (скважина № 9) до 27,1 м (скважина № 11).

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0 м (скважина № 3) до 5,6 м (скважина № 1). Для проектирования принято средневзвешенное значение эффективной газонасыщенной толщины равное 4,1 м.

Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹ и пласт II²)

Общая толщина продуктивного пласта II¹ понтских отложений на Восточно-Лебединском поднятии составляет 6,6 м (скважина № 2).

Эффективная толщина составляет 6,6 м (скважина № 2).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Восточно-Лебединском поднятии – 0,5 м.

Общая толщина продуктивного пласта II² понтских отложений на Восточно-Лебединском поднятии – 1,2 м (скважина № 2).

Эффективная толщина – 1,2 м (скважина № 2).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Восточно-Лебединском поднятии – 0,4 м.

Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

Общая толщина продуктивного пласта II¹ понтских отложений на Западно-Лебединском поднятии составляет 9,2 м (скважина № 8).

Эффективная толщина – 8,4 м (скважина № 8).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Западно-Лебединском поднятии – 1 м.

Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹ и мэотические отложения)

Общая толщина продуктивного пласта II¹ понтских отложений на Южно-Лебединском поднятии составляет 5,4 м (скважина № 5).

Эффективная толщина – 4,4 м (скважина № 5).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Южно-Лебединском поднятии продуктивного пласта II¹ понтских отложений – 2,77 м.

Общая толщина продуктивного пласта мэотических отложений на Южно-Лебединском поднятии – 19,8 м (скважина № 5).

Эффективная толщина – 13,8 м (скважина № 5).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Южно-Лебединском поднятии продуктивного пласта мэотических отложений составляет 1,46 м.

Сведения о статистических характеристиках толщин продуктивных пластов Лебединского газового месторождения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Статистические характеристики толщин пластов

Подняtie	Отложения	Пласт	Толщина, м	Наименование характеристик	По пласту в целом	
Лебединское	понтские	II ¹	общая	среднее значение	17,1	
				интервал изменения	4,6–27,2	
			эффективная	среднее значение	16,1	
				интервал изменения	4,2–27,1	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	4,1	
				интервал изменения	0–5,6	
Восточно-Лебединское	понтские	II ¹	общая	среднее значение	6,6	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	6,6	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	0,5	
				интервал изменения	0–1,6	
		II ²	общая	среднее значение	1,2	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	1,2	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	0,4	
				интервал изменения	0–1,2	
Западно-Лебединское	понтские	II ¹	общая	среднее значение	9,2	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	8,4	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	1,0	
				интервал изменения	0–1,6	
Южно-Лебединское	понтские	II ¹	общая	среднее значение	5,4	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	4,4	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	2,77	
				интервал изменения	0–4,4	
	мэотические			общая	среднее значение	19,8
					интервал изменения	–
				эффективная	среднее значение	13,8
					интервал изменения	–
				газонасыщенная	средневзвешенное значение	1,46
					интервал изменения	0–2,8

В таблице 6 представлены величины характеризующие коэффициенты песчаности и расчленённости разреза.

Таблица 6 – Характеристика неоднородности продуктивного пласта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанности		Коэффициент расчленённости	
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹)				
5	0,906	77,45	2,02	62,36
Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹ /пласт II ²)				
1/1	1,0/1,0	0/0	2,0/1,0	0/0
Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹)				
1	0,91	0	1,0	0
Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹ /мэотические отложения)				
1/1	1,0/0,7	0/0	1,0/2,0	0/0

Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин

Первые газогидродинамические исследования на Лебединском газовом месторождении были проведены в период с 1991 по 1994 гг. в поисковых скважинах №№ 1, 2, 3, 5 и 8.

В соответствии с результатами проведённых исследований в проекте ОПЭ, составленном в 1994 году, были обоснованы величины допустимых дебитов газа, депрессии на пласт, а также величины коэффициентов фильтрационных сопротивлений А и В, зависящие от степени несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, параметров пласта и свойств газа. В конце 1996 года месторождение было введено в опытно-промышленную эксплуатацию.

В процессе эксплуатации газодинамические исследования неоднократно проводились в скважинах №№ 1, 3, 5, 9 и 11. В ходе проведённых исследований выполнялись глубинные замеры пластовых и забойных параметров при различных режимах работы скважин, определение дебитов газа, расчёт проницаемости и фильтрационных коэффициентов для составления уравнения притока газа к забою скважин.

После составления последнего проектного документа в 2010 и 2011 годах проведены исследования методом смены стационарных режимов фильтрации в действующей скважине № 1 (Лебединское поднятие) для уточнения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта, депрессий и дебитов газа на различных режимах работы. Результаты исследований скважины № 1 за анализируемый период приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты исследований скважин Лебединского поднятия

Наименование	Количество, шт.		Интервал изменения	Значение
	скважин	измерений		
Начальное пластовое давление, МПа	–	–	–	7,27
Статическое давление, МПа	1	2	6,56–6,58	6,57
Давление на устье работающей скважины, МПа	1	8	6,44–6,51	6,48
Депрессия на пласт, МПа	1	8	0,006–0,019	0,012
Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	1	8	4,23–16,9	16,9
Количество выносимой воды, м ³ /сут.	–	–	–	–
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:				
А, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	1	2	0,0068–0,0082	0,0082
В, (МПа/(тыс. м ³ /сут.)) ²	1	2	0,000481–0,000865	0,000865
С	1	1	0,00392	0,00392
Пластовая температура, °С	1	2	31,6–33,6	33,6
Проницаемость пласта в газовой зоне, · 10 ⁻¹⁵ м ²	1	2	578–681	578

В октябре 2010 года исследование скважины № 1 проведено на трёх режимах фильтрации через штуцера диаметром 2,0; 2,5; 3,0 мм. На каждом режиме определялись дебиты газа, а также устьевые и забойные параметры. При исследовании скважины в диапазоне создаваемых депрессий на пласт от 0,014 до 0,019 МПа дебиты газа изменялись от 4,23 до 9,51 тыс. м³/сут. Пластовое давление составило 7,22 МПа.

Уравнение притока газа к забою скважины имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,0068 \cdot Q + 0,000481 \cdot Q^2,$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит газа, тыс. м³/сут.

Проницаемость призабойной зоны пласта, рассчитанная по коэффициенту А, составила $681 \cdot 10^{-15}$ м².

В октябре 2011 года исследование скважины проведено на стационарных режимах фильтрации через штуцера диаметром 3,0; 3,5; 4,0 мм прямым и обратным ходом. Перед проведением замеров было определено положение фактического забоя скважины, глубина которого составила 597,0 м (предположительно образование проницаемой песчаной пробки в НКТ). Интервал перфорации от 709 до 716 м.

При исследовании скважины в диапазоне создаваемых депрессий на пласт от 0,006 до 0,012 МПа дебиты газа изменялись от 9,6 до 16,9 тыс. м³/сут. Выноса жидкости в процессе исследования не отмечалось. Согласно результатам проведенных исследований коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили: $A = 0,0082$ МПа²/(тыс. м³/сут.); $B = 0,000865$ (МПа/(тыс. м³/сут.))²; $C = 0,00392$, проницаемость призабойной зоны пласта равна $578 \cdot 10^{-15}$ м². Пластовое давление, замеренное глубинным прибором и пересчитанное на середину интервала перфорации, составило 7,11 МПа.

Анализ результатов исследований, выполненных в 2010 и 2011 гг., свидетельствует об ухудшении условий эксплуатации скважины. Наблюдается снижение проницаемости призабойной зоны пласта с $681 \cdot 10^{-15}$ до $578 \cdot 10^{-15}$ м² и увеличение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В с 0,0068 до 0,0082 и с 0,000481 до 0,000865 соответственно. Наличие коэффициента С в уравнении притока по результатам исследования 2011 года указывает на создание дополнительного сопротивления в призабойной зоне скважины, что может быть связано с наличием проницаемой песчаной пробки в НКТ на глубине 597 м.

Максимальная депрессия в процессе исследования 2011 года достигала 0,012 МПа (диаметр штуцера 4,0 мм), дебит газа при этом составил 16,9 тыс. м³/сут. В пределах создаваемой депрессии на пласт максимально допустимый дебит газа не ограничен, вынос воды или разрушение пласта-коллектора отсутствуют. Так как при исследовании скважины депрессии на пласт и дебиты газа были ниже, чем на рабочем режиме, то образование песчаной пробки в стволе НКТ может свидетельствовать о начале разрушения призабойной зоны при эксплуатации скважины в газопромысловый коллектор на рабочем штуцере диаметром 4,5 мм.

Пластовое давление в залежи за период разработки снизилось с 7,27 до 7,11 МПа, или на 2,2 % от начального. Низкий темп падения пластового давления при существующей накопленной добыче газа объясняется тем, что залежь эксплуатируется в условиях проявления водонапорного режима, близкого к жёсткому.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
3. Васильев В.И. [и др.]. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. – М. : Недра, 1984. – 295 с.
4. Вяхирев Р.И. Коротаев Ю.П. Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. – М. : Недра, 1998. – 479 с.
5. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. – М. : Недра, 1999. – 416 с.

6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений : учебное пособие / под общ. ред. проф. Ю.П. Коротаева. – М. : Недра, 1974. – 373 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
16. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
17. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство, 2014. – № 9. – С. 84–86.
18. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
19. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
20. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 170-172.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Vasiliev V.I. [et al.]. Prediction and regulation of gas field development. – M. : Nedra, 1984. – 295 p.
4. Vyakhirev R.I., Korotayev Yu.P., Kabanov N.I. Theory and experience of gas production. – M. : Nedra, 1998. – 479 p.
5. Vyakhirev R.I., Korotaev Yu.P. Theory and experience of natural gas fields development. – M. : Nedra, 1999. – 416 p.
6. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields : textbook / under general ed. by Prof. Yu.P. Korotaev. – M. : Nedra, 1974. – 373 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Lapuk B.B. Theoretical bases of the natural gas deposits development. – Moscow-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2002. – 296 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocheerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
12. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in squagin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
16. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of the oil and gas bearing prospects of the pontic-meothetic deposits of the Coastal group of deposits of the northern board of the Western Kuban pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 13–16.
17. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of prediction of the collector rocks state // Petroleum industry, 2014. – № 9. – P. 84–86.
18. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of oil and gas saturation coefficient of reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
19. Gutsu A.S., Shiyan S.I. Analysis of the current state and prospects of the Lebedinskoye gas field development // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
20. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of the Markov models to the analysis of the oil-gas field development and to the well flow rate estimation // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 170–172.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ВЫБОРА
ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ
АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ
НА ПРИМЕРЕ ПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASES FOR THE CHOICE
OF THE OPTIMAL DEVELOPMENT SYSTEM BASED
ON THE EXPERIENCE OF DEVELOPING OF EQUIVALENT FIELDS
USING THE EXAMPLE OF THE POLYARNOYE FIELD**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. Увеличение добычи нефти, в первую очередь, стало возможным от ввода в эксплуатацию новых месторождений нефти, оптимизации работы действующего фонда скважин, проведения геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение притока на малодебитных скважинах; вывод из консервации скважин; проведение ремонтно-изоляционных работ на скважинах с внутрипластовыми и заколонными перетоками воды и газа. Однако важную роль в наращивании добычи нефти имеет и доразведка уже эксплуатируемых нефтяных месторождений. Наращивание объёмов добычи за счёт увеличения балансовых текущих извлекаемых запасов с учётом доразведки месторождения с экономической точки наиболее перспективна по сравнению с вводом в эксплуатацию нового месторождения, так как капитальные вложения в обустройство месторождения требуются только для реконструкции существующей системы сбора, подготовки и системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: общие сведения о месторождении; стратиграфия и тектоника месторождения; фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов; обоснование ВНК; подсчётные параметры, геологические запасы нефти и растворённого в нефти газа; анализ результатов опробования, испытания и исследований скважин и пластов.

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

Avakimyan Natalya Nikolaevna

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

Annotation. The increase in oil production, in the first place, was made possible by putting new oil fields into operation, optimizing the operation of the existing well stock, conducting geological and technical measures aimed at increasing the inflow to low-producing wells; withdrawal from well conservation; carrying out repair and insulation work in wells with in-situ and annular flow of water and gas. However, the additional exploration of already exploited oil fields has an important role in increasing oil production. Increasing production volumes by increasing the balance of current recoverable reserves, taking into account additional exploration of the field from an economic point of view, is the most promising compared to putting a new field into operation, since capital investments in developing the field are required only for the reconstruction of the existing collection, preparation and reservoir pressure maintenance system.

Keywords: general information about the field; field stratigraphy and tectonics; reservoir properties of reservoir rocks; rationale for oil-water contact; estimated parameters, geological reserves of oil and gas dissolved in oil; analysis of the results of testing, testing and research of wells and reservoirs.

Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

Участок Северный включает два месторождения: Заполярное и Полярное, по административному делению входит в состав Ненецкого автономного округа Архангельской области (рис. 1). Административный центр округа – г. Нарьян-Мар, являющийся крупным речным и морским портом на Крайнем Европейском Севере.

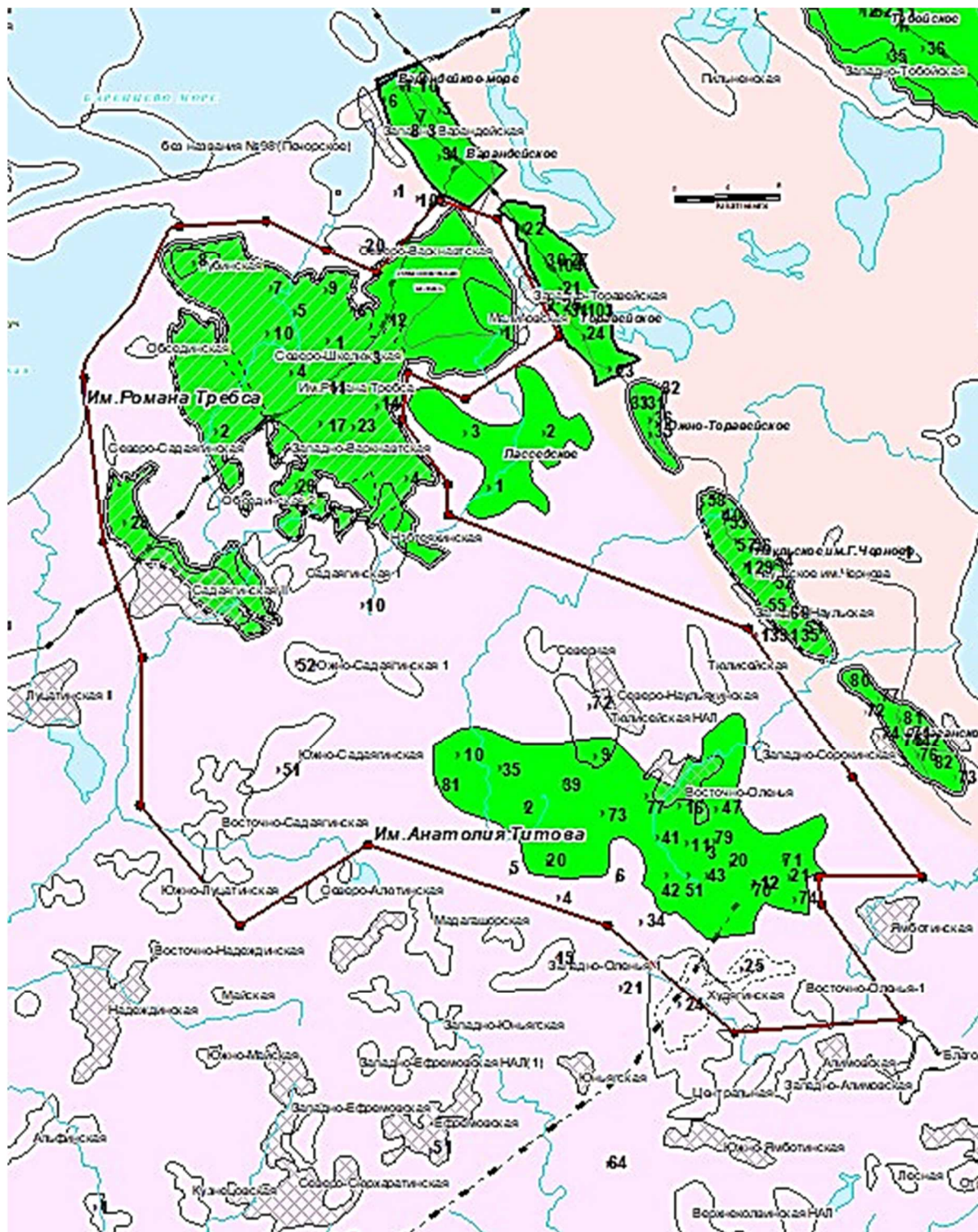


Рисунок 1 – Обзорная карта участка

Ближайшими населёнными пунктами являются пос. Медвежий, расположенный на 60 км севернее месторождения Полярное.

Ближайшие разрабатываемые месторождения: Черпаюское и Хасырейское (недропользователь ООО «Нарьянмарнефтегаз») – расположены в северо-восточном направлении от месторождений Заполярное и Полярное. На территории этих месторождений находятся вахтовые посёлки. Транспортировка нефти с них осуществляется по нефтепроводу до терминала с последующей загрузкой в танкер.

Рельеф представляет собой слегка всхолмленную равнину, сильно заболоченную, с многочисленными озёрами, изрезанную густой сетью рек и ручьёв. Абсолютные отметки колеблются от 0,7 до 180 м.

По инженерно-геологическим условиям район относится к сложным. На территории помимо таких физико-геологических явлений как оплывины, заболачивание, выветривание, речной эрозии и аккумуляции, широкое распространение получают процессы, связанные с наличием толщи ММП. Наибольшее распространение в исследуемом районе имеют криогенные процессы: морозобойное растрескивание, термокарст, сезонное и многолетнее пучение, новообразование ММП и др. Все эти процессы осложняют освоение территории. В числе важнейших задач выдвигается охрана окружающей среды. Охранные мероприятия должны осуществляться в полном объеме при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов.

Стратиграфия

Осадочный чехол в пределах Хорейверской впадины представлен породами палеозойской, мезозойской и четвертичной групп (рис. 2). Осадочные отложения залегают на фундаменте венд-кембрийского возраста. В северном, восточном и южном направлениях от центра Большеземельского палеоподнятия увеличивается глубина залегания кровли фундамента, толщина и стратиграфическая полнота осадочного чехла. Изучением разрезов и их стратификацией занимались специалисты НТЦ «Архангельскгеолдобыча» и Тимано-Печорский НИЦ. При выделении стратиграфических подразделений использовались палинологические результаты, определения остракод, брахиопод, позвоночных, конодонтов.

Палеозойская группа PZ

В составе палеозойской группы выделены ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные и пермские отложения.

Ордовикская система

Ордовикская система представлена тремя отделами.

Нижний отдел (хореймусюрская свита) представлен красноцветными терригенными отложениями, ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, редко гравелитов. Отложения формировались в мелководном эпиконтинентальном морском бассейне. Максимальная вскрытая толщина 190 м (скважина № 15 Оленья).

Средний отдел (карадокский ярус, маломакарихинский горизонт, маломакарихинская свита) представлен в нижней части карбонатно-терригенными породами – песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевыми с глинистым цементом, в верхней части – доломитами, содержащими прослой известняков и мергелей. Отложения формировались в условиях морской трансгрессии, в мелководной части шельфа. Толщина отложений – 43–47 м (скважина № 15 Оленья, скважина № 1 Хорейверская).

Верхний отдел подразделяется на субрегиональные горизонты и местные свиты и Усть-Зыбский горизонт (баганская свита) согласно залегает на среднеордовикских отложениях и представлен известняками и вторичными доломитами фито-зоогенными и мелкозернистыми. Малотавротинский горизонт разделяется на мукерскую и хорейверскую свиты. Мукерская свита представлена седиментационными доломитами, сульфатами и смешанными сульфатно-карбонатными породами с прослоями аргиллитов. Хорейверская свита представлена тонким переслаиванием седиментационных доломитов, сульфатов, аргиллитов. Салюкинская свита представлена преимущественно вторичными перекристаллизованными доломитами с реликтовой органогенной структурой. Общая толщина верхнеордовикских отложений изменяется от 179 до 429 м.

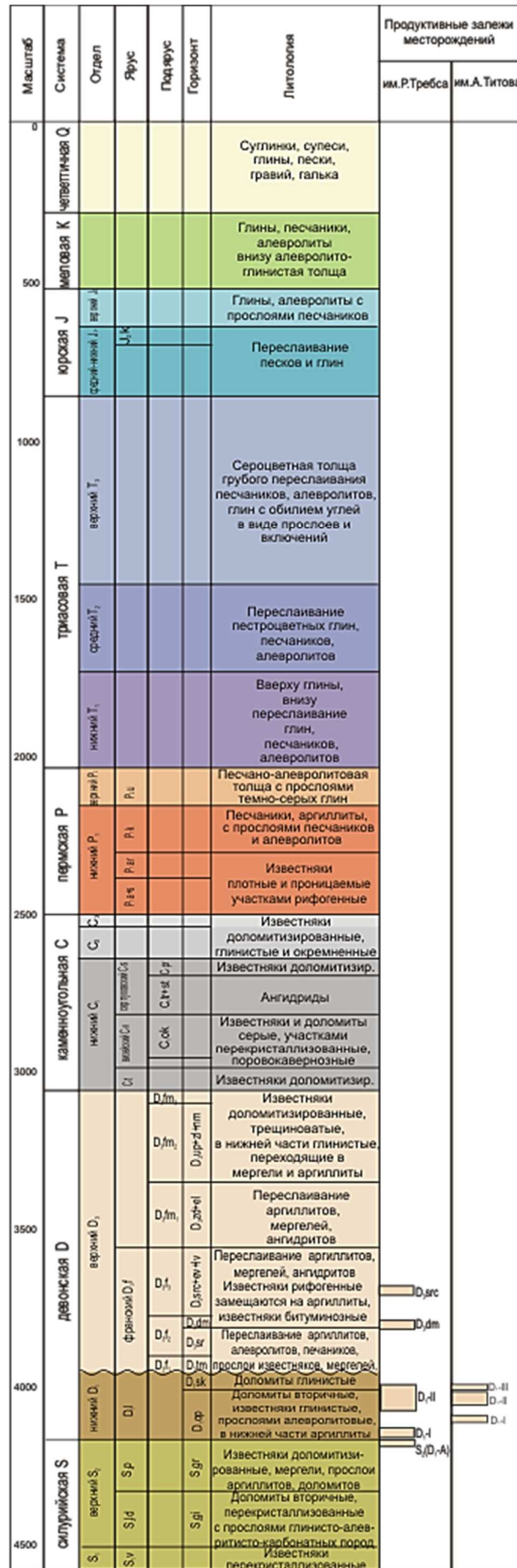


Рисунок 2 – Сводный стратиграфический разрез

Силурийская система

Силурийская система представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел включает лландоверийский (джагальский и филиппельский горизонты) и венлокский ярусы. Джагальский горизонт (макарихинская свита) сложен преимущественно карбонатами (зона фаций мелководного морского шельфа): иловыми тонкозернистыми и разнотоннозернистыми доломитами, обогащёнными глинисто-алевроитовой примесью с водорослевыми прослоями. В верхней половине горизонта залегают карбонаты менее глинистые, содержащие органический детрит. Максимально вскрытая толщина джагальского горизонта (263 м) установлена на Колвинском месторождении (скважина № 1). Филиппельский горизонт (сандивейская свита) соответствует трансгрессивно-регрессивному осадочному ритму и сложен морскими карбонатами с разнообразными органическими остатками, хемогенными седиментационными доломитами и сульфатами. Толщина от 117 до 338 м. Венлокскому ярусу соответствует седьельский горизонт (веакская свита). Эти отложения формировались в условиях мелководноморского шельфа, имеют ритмичное строение и представлены известняками и вторичными доломитами, содержащими детрит брахиопод, остракод, водорослей. Толщина свиты 0–356 м. Отложения отсутствуют в центральной части палеоподнятия.

Верхний отдел включает лудловский (гердьюский горизонт) и пржидольский ярусы (гребенский горизонт). Отложения согласно залегают на нижнесилурийских карбонатах. Лудловский ярус сложен морскими шельфовыми карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями – переслаиванием глинистых известняков с мергелями и доломитами. Пржидольский ярус представлен известняками прослоями органично-детритовыми с прослоями доломитизированных мергелей. Полная толщина составляет 120–140 м. В кровле яруса в большинстве скважин Варкнавтской площади выделяется пласт вторичного доломита, с которым связана залежь нефти (пласт D1-A).

В скважине № 10 Оленья на месторождении из верхней части яруса получен промышленный приток нефти; залежь не оконтурена и на балансе не числится.

Девонская система

Девонские отложения представлены нижним и верхним отделами. Предполагается развитие среднедевонских отложений в западной прибортовой части впадины.

Нижнедевонские отложения (овинпармский горизонт) залегают на верхнесилурийских породах со стратиграфическим несогласием. Они представлены переслаиванием известняков и доломитов с прослоями аргиллитов. Отложения имеют ограниченное распространение в восточной и западной бортовых зонах Хорейверской впадины, к западу нижнедевонские отложения выклиниваются. Месторождения находятся в зоне выклинивания нижнедевонских карбонатов. Мощность отложений меняется от 0 до 190 м. В их разрезах верхнесилурийские и нижнедевонские отложения имеют сходные литологическую и геофизическую характеристики. Но существует и различие, которое обусловило неодинаковое положение коллекторов.

С нижнедевонскими отложениями связан продуктивный горизонт D1. На месторождении в составе горизонта D1 выделено 3 продуктивных пласта (сверху вниз): D1-III, D1-II и D1-I, к которым приурочены залежи нефти.

Верхнедевонские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на нижнедевонских карбонатах и включают отложения франского (тиманский, саргаевский, доманиковский, сирачойский и евлано-ливенский горизонты) и фаменского ярусов.

Франский ярус начинается нерасчленёнными тиманским (нижнефранский подъярус) и саргаевским (верхнефранский подъярус) горизонтами, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов, в различной степени глинистых и аргиллитами с редкими прослоями глинистых известняков. Толщина – 61–140 м.

Выше залегают пласт известняков, относимый к доманиковому горизонту (верхнефранский подъярус), который, несмотря на его разнофациальную характеристику, является геофизическим репером. Он представлен известняками, иногда слабуглинистыми, содержащими органический детрит и известняками глинисто-битуминозными, сформировавшимися в более глубоководных условиях. Выше залегают нерасчленённая карбонатная толща верхнефранского подъяруса (сирачойский и евлано-ливенский

горизонты). Отложения представлены карбонатными постройками, сложенными известняками светло-серыми, сферо-узурчатыми, сгустково-комковатыми, водорослевыми в различной степени перекристаллизованными и кристаллически-зернистыми, доломитизированными, с примесью органогенного детрита, неравномернопористые и кавернозные, перекрытыми аргиллитами с прослоями известняков, доломитов, алевролитов и редкими прослоями ангидритов. Толщина нерасчленённых отложений изменяется от 240 до 350 м. Фаменский ярус несогласно залегает на франских отложениях и выделяется в объёме нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

Нижний подъярус (задонский и елецкий горизонты) представлен известняками буровато-серыми, водорослевыми, сферово-комковатыми, перекристаллизованными, прослоями слабо доломитизированными. Ближе к подошве встречаются известняки плотные, крепкие, местами массивные, неоднородные за счёт прослоев и включений песчано-глинистого материала. Мощность нижнефаменских отложений изменяется от 100 м до 180 м.

Нерасчленённые средний и верхний подъярусы (усть-печорский, зеленецкий + нюмылгский горизонты) представлены толщей известняков серых, разнотернистых, участками органогенно-детритовых, доломитизированных, перекристаллизованных, плотных, крепких. В нижней части разреза присутствует пачка известняков переслаивающихся с глинами зеленовато-серыми, линзовидно-волнистыми, комковато-узловатыми, с включениями обломков брахиопод, криноидей, с зеркалами скольжения. Мощность средне- и верхнефаменского подъярусов изменяется от 270 до 370 м.

Каменноугольная система

Каменноугольные отложения Хорейверской впадины представлены нижним (турнейский, визейский и серпуховский ярусы), средним и верхним отделами.

Нижний отдел

Турнейские отложения с перерывом залегают на верхнедевонских и развиты только на севере Хорейверской впадины. В пределах рассматриваемого района они представлены известняками с подчиненным содержанием в средней и подошвенной части аргиллитов. Известняки серые, буровато-серые, органогенно-детритовые, участками доломитизированные, кремнистые со стилолитовыми швами. Аргиллиты тёмно-серые до чёрного, тонкоплитчатые. Мощность турнейских отложений в пределах месторождения меняется от 5 до 44 м.

Отложения визейского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на турнейских образованиях и представлены, в основном, карбонатными отложениями окского надгоризонта с нерасчленёнными с ним кожимскими образованиями в нижней части яруса.

Карбонатные отложения визейского возраста представлены чередованием известняков и доломитов. Известняки светло- и тёмно-серые, скрыто- и мелкокристаллические, плотные, монолитные, крепкие, слаботрещиноватые, слабокавернозные с включениями кальцита кристаллического, размером до 2х3 см, светло-серого, размером до 6х10 см, и чёрного глинистого материала по зернистому сколу, с единичными отпечатками фауны. Известняк местами доломитистый, переходящий в доломит. Доломиты серые, тёмно-серые до чёрного тонкозернистые, плотные, монолитные, крепкие, стилолитизированные, с включениями ангидрита светло- и тёмно-серого с голубоватым оттенком. В подошве визейских образований отмечена регионально выдержанная по площади пачка терригенных образований, в основном, представленная аргиллитами тёмно-серыми со слабо-зеленоватым оттенком, в различной степени алевроитовыми, слабо известковистыми. Мощность визейских отложений меняется от 160 до 185 м.

Отложения серпуховского яруса выделяются в объёме нерасчленённых тарусского + стешевского и протвинского горизонтов. Нижняя часть отложений – карбонатная, верхняя – сульфатно-карбонатная. Карбонатная часть разреза представлена переслаиванием доломитов и известняков. Доломиты тёмно-серые и коричневатые-серые, тонкозернистые, трещиноватые, плотные, крепкие, перекристаллизованные, встречаются стилолитовые швы. Известняки серые и тёмно-серые до чёрного, скрыто- и мелкокристаллические, плотные, крепкие, слаботрещиноватые, слабокавернозные, с включениями ангидрита светло-серого. Мощность меняется от 122 до 150 м.

Средний + верхний отделы. Литологически отложения представлены известняками и глинистыми известняками с прослоями аргиллитов. Известняки светло-серые и серые, местами окремненные, местами глинистые, участками комковато-сгустковые и перекристаллизованные, массивные, горизонтально-волнистослоистые. Слоистость обусловлена наличием глинисто-известкового материала. Наблюдаются стилолитовые поверхности, выполненные тёмно-серым глинистым материалом. Участками наблюдается трещиноватость. Трещины также выполнены глинистым материалом. По всему разрезу отмечены прослой аргиллитов тёмно-серых и зеленовато-серых, плитчатых, слюдистых, мощностью от нескольких миллиметров до 0,5 м. Мощность меняется от 140 до 180 м.

Пермская система

Пермская система представлена нижним и верхним отделами.

В нижний отдел перми входят нерасчленённые карбонатные образования ассельско-сакмарско-артинского возраста и терригенные – кунгурского яруса.

Отложения ассельского + сакмарского + артинского ярусов сложены известняками серыми, светло-серыми, органогенно-детритовыми, тонко-мелко-кристаллическими, массивными, плотными, крепкими, переходящими вверх по разрезу в серые, тёмно-серые, скрытокристаллические, неравномерно глинистые известняки. Во всех разностях пород встречаются стилолитовые швы, выполненные тёмно-серым глинистым материалом. Мощность карбонатных отложений нижней перми колеблется от 110 до 142 м.

Отложения кунгурского яруса представлены толщей аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников. Причём последние преобладают в верхней части разреза. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, плотные, плитчатые, слюдистые, местами алевритистые, с отпечатками и остатками обугленного растительного детрита (в верхней части разреза), с фауной пелеципод и брахиопод. Песчаники от светло- до тёмно-серых, от мелко- до крупно-зернистых, плотные, очень крепкие, монолитные, полимиктовые на карбонатном цементе, участками известковистые, с редкими включениями растительных остатков. Местами отмечается косая слоистость за счёт чередования песчаника и тёмно-коричневых, почти чёрных, тонких прослоев тонкодисперсной углефицированной органики. Алевролиты зеленовато-серые, разнозернистые, глинистые, плотные. Мощность кунгурских отложений меняется от 80 м до 135 м.

Разрез верхней перми сложен нерасчленённой на ярусы толщей переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, плотные, плитчатые, слюдистые, местами хрупкие с зеркалами скольжения, с прослоями углей, с обилием отпечатков обуглившегося растительного детрита, реже фауны пелеципод. Алевролиты тёмно-серые и серые с зеленоватым оттенком, слюдистые, полимиктовые, частично слабоизвестковистые, различной крепости и плотности. Песчаники от серых до тёмно-серых и зеленовато-серых, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовые, слюдистые, разной плотности и крепости, участками глинистые. Встречается обилие фауны. Мощность меняется от 200 до 275 м.

Мезозойская группа MZ

В состав группы входят отложения триасовой, юрской и меловой систем.

Триасовая система

Триасовая система представлена нижним (чаркабожская и харалейская свиты), средним (ангуранская свита) и верхним (нарьянмарская свита) отделами.

Триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях верхней перми. В основании их (чаркабожская свита) залегают песчаники зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, плотные, крепкие, с включениями окатанных обломков глин и галек кремней. Выше по разрезу они сменяются толщей глин с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников. Глины аргиллитоподобные вишнёво-коричневые и серо-зелёные, плотные, крепкие, местами пластичные, иногда слюдистые, участками алевритистые, с отпечатками растительного детрита. Алевролиты зеленовато-серые, разнозернистые, хорошо отсортированные, полимиктовые. Песчаники зеленовато-серые, разнозернистые, полимиктовые, слюдистые, различной крепости, массивные, местами отмечена горизонтальная и слабонаклонная микрослоистость за счёт чередования тёмных аргиллитов. Мощность чаркабожской свиты от 230 до 260 м.

Отложения харалейской свиты представлены глинами, аргиллитами и песчаниками. Глины и аргиллиты в основном красно-бурые, реже зелёные, комковатые, неравномерно-алевритистые, оскольчатые, слюдистые, с ходами илоедов. Песчаники зеленовато-серые и серые, от мелко- до крупно-зернистых, полимиктовые, плотные и слабосцементированные, массивные. Мощность меняется от 32 до 85 м.

Отложения ангуранской свиты представлены толщей переслаивания глин с песчаниками и алевролитами. Глины кирпично- и буровато-коричневые, бледно-фиолетовые с охристыми и зелёными пятнами, комковатые, тонкоотмученные, с прослоями алевролитов зеленовато-серых, мелко-, среднезернистых, крепких. Песчаники серые, зеленовато-серые, средне-крупнозернистые, слюдистые, полимиктовые, плотные, местами рыхлые, с редкими включениями в виде линз угля чёрного, со следами растительного детрита. Алевролиты зеленовато-серые, разнозернистые, полимиктовые. Мощность от 105 до 170 м.

Отложения нарьянмарской свиты представлены сероцветной толщей переслаивания глин, песчаников и алевролитов. Глины тёмно-зеленовато-серые, аргиллитоподобные, тонкоотмученные, слюдистые, с раковистым изломом, с частыми плоскостями скольжения, покрытыми грубой параллельной штриховкой, участками линзовиднослоистые за счёт присыпок песчанистого материала, с обугленными растительными остатками. Песчаники зеленовато-серые, полимиктовые, разнозернистые, участками слабоглинистые и слабоизвестковистые, массивные, участками косослоистые за счёт обильных примесей глинистого материала, слабосцементированные. Отмечаются редкие уплощенные гальки тёмно-серой глины. Алевролиты зеленовато-серые от сильно глинистых до сильно песчанистых. Мощность изменяется от 480 до 550 м.

Юрская система

Отложения юрской системы выделяются в объёме нерасчленённых нижнего + среднего и верхнего отделов. Нижний + средний отделы представлены толщей песчаников с подчинёнными прослоями глин и алевролитов. Песчаники серые до светло-серых со слабым зеленоватым оттенком, мелкозернистые, полимиктовые, слюдистые, рыхлые, с единичными гальками кремня, с многочисленными обугленными растительными остатками. Редкие прослои глин тёмно-серых, серых, тонкоотмученных, с многочисленными обугленными растительными остатками по плоскостям наслоения. Алевролиты серые, мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, массивные, реже слоистые. Мощность от 280 до 330 м.

Отложения верхнего отдела представлены переслаиванием глин и алевролитов в верхней части разреза и переслаиванием глин и песков в нижней части разреза. Глины тёмно-серые, слабоалевритистые, известковистые, глауконитовые, прослоями переходящие в мергели чёрные, глинистые, плитчатые. Алевролиты серые, мелкозернистые, массивные, участками известковистые. Пески серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно известковистые. Мощность колеблется от 125 до 150 м.

Меловая система

Меловая система выделяется в объёме нижнего отдела. Литологически она сложена толщей неравномерного переслаивания песков, глин и алевролитов. Пески серые, мелко-, реже средне- и крупнозернистые, кварцполевошпатовые, с примесью гравия и гальки. Глины тёмно-серые, участками зелёные с глауконитом, неравномерно алевритистые, переходящие в алевролиты, участками перемятые. Алевролиты серые, зеленовато-серые, глинистые, слабоизвестковистые, мелко-, среднезернистые, полимиктовые. Мощность колеблется от 310 до 380 м.

Кайнозойская группа KZ

Кайнозойский разрез представлен отложениями четвертичной системы, которые со стратиграфическим несогласием залегают на нижнемеловых осадках. В процессе инженерно-геокриологической и гидрогеологической съёмки в пределах месторождения пробурен ряд инженерно-геологических и гидрогеологических скважин, вскрывших четвертичные отложения на разную мощность. В целом для рассматриваемого блока характерна значительная мощность четвертичных отложений (от 244 до 370 м), пёстрый литологический состав, широкое распространение многолетнемерзлых пород (ММП).

Тектоника

Месторождение приурочено к крупному Хорейверскому блоку, включающему одноимённую впадину платформенного чехла и ряд более мелких структурных элементов (рис. 3).

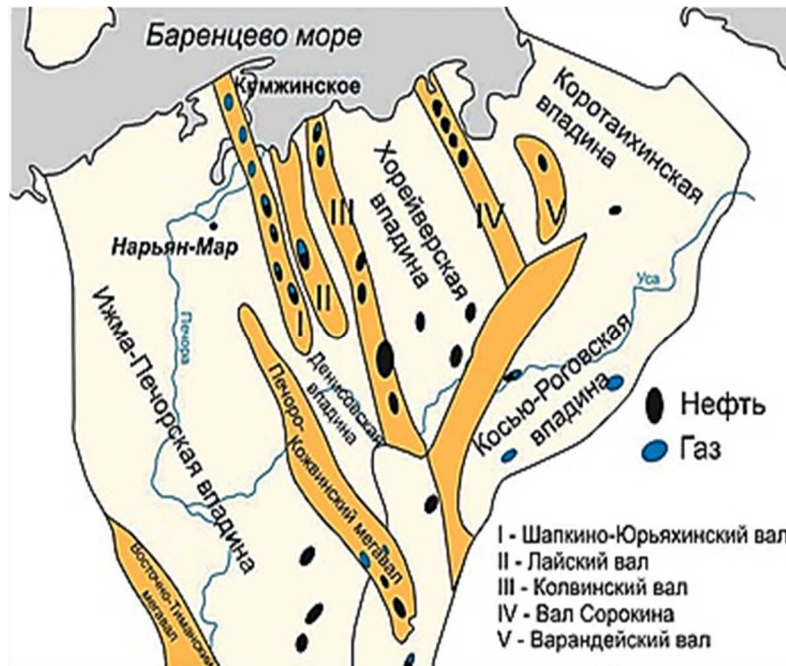


Рисунок 3 – Тектоническая схема Хорейверской впадины

Хорейверский блок в общем плане соответствует Большеземельскому выступу фундамента, вытянутому в северо-западном направлении на расстояние свыше 280 км при ширине 130–150 км. Его естественными границами являются: с юго-запада – Колвинская, на юго-востоке – Восточно-Хорейверская (гряды Чернышёва), с северо-востока – Варандейская системы глубинных разломов (рис. 4). Северный склон Большеземельского свода террасовидными уступами понижается в сторону Печорского моря и неглубокой седловиной отделяется от Садаггинского поднятия, располагающегося почти полностью в пределах акватории. Глубины поверхности фундамента в пределах Хорейверского блока колеблются от 4 км в сводовой южной части до 6 км по периферии поднятия. Вершина и прилегающие склоны Большеземельского свода осложнены малоамплитудными нарушениями, образующими сеть разломов северо-западного, субширотного и северо-восточного простираний. На вершине свода сейсморазведкой и бурением установлены локальные выступы фундамента, отвечающие, как правило, наиболее резким поднятиям осадочного чехла. В осадочном чехле по наличию региональных перерывов и структурных несогласий выделяются ордовикско-нижнедевонский (нижний), среднедевонско-триасовый (средний) и юрско-антропогеновый (верхний) структурные ярусы.



Рисунок 4 – Геолого-геофизический разрез по профилю 15-РС вквост северной части Тимано-Печорской плиты

Большеземельский свод, как крупное погребенное поднятие, хорошо выражен по фундаменту и нижнему палеозою. Наблюдается несоответствие в строении ордовикско-нижнедевонского и вышележащих структурных ярусов. Верхнедевонские отложения с глубоким размывом перекрывают различные горизонты нижнего девона и силура, облекая наследуемый от поверхности фундамента Большеземельский свод. На месте погребённого свода по верхнедевонским и более молодым отложениям устанавливается Сандивейская группа поднятий, а на более низких гипсометрических отметках – Колвави-совская и Садаёгинская ступени.

В палеозое Большеземельский свод развивался как конседиментационное поднятие с минимальными мощностями в присводовой части и максимальными на бортах. Наиболее контрастно сводовое поднятие проявлено в ордовикско-нижнедевонском структурном ярусе, где его амплитуды достигали максимальных значений 800–900 м. К верхнедевонско-триасовому этапу формирования чехла, амплитуды поднятия значительно уменьшились до 300–400 м, по-видимому, за счёт предверхнедевонского размыва. Зоны максимального погружения фундамента расположены на юге, востоке и северо-востоке свода (рис. 5).

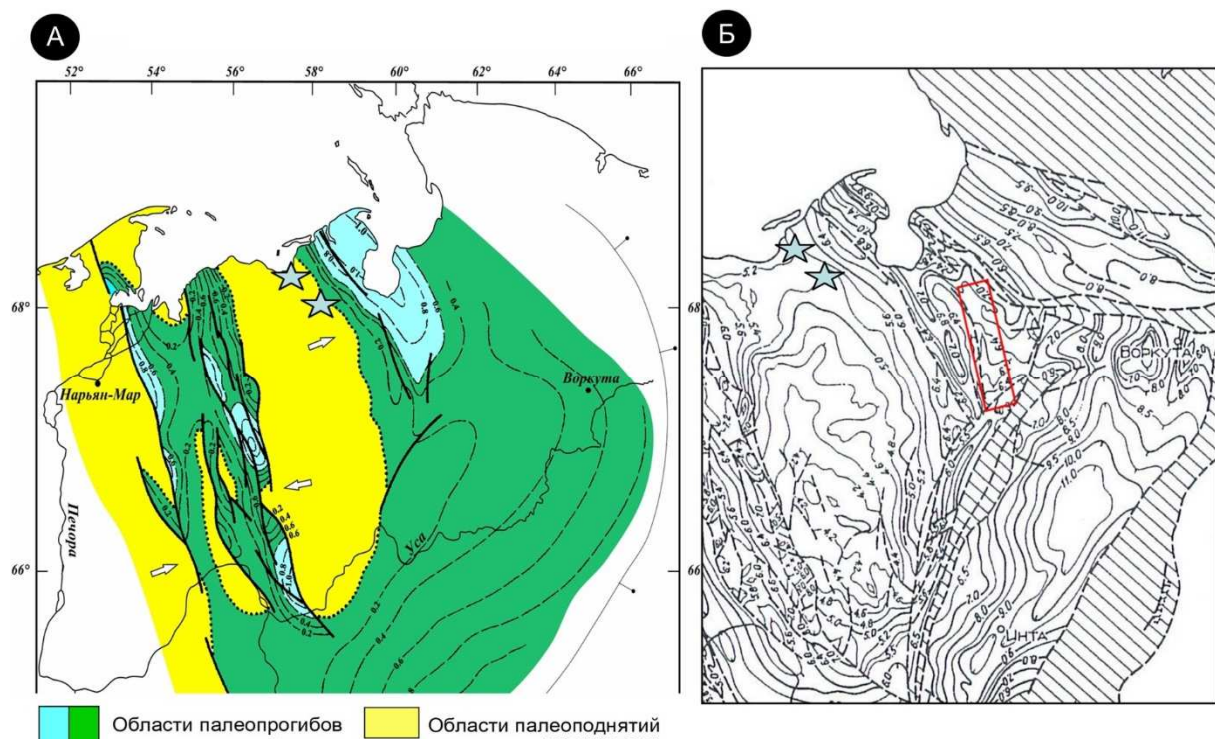


Рисунок 5 – Палеотектоническая карта подошвы верхнего девона (А) и структурная карта по подошве осадочного чехла (Б)

На месторождении широко развиты разрывные нарушения северо-западного простирания (рис. 6).

На месторождении эта система разломов чётко проявляется в ордовикско-нижнедевонском структурном этапе. Разломы нижнего чехла сопряжены с разрывными нарушениями фундамента. Большинство структур чехла соответствует выступам фундамента, реже они носят инверсионный характер, наследуя участки опущенных блоков. В целом структура месторождения может быть представлена как многокупольная сложнопостроенная асимметричная антиклинальная складка северо-западного простирания размером по отражающему горизонту IV в силурийских отложениях 33x24 км при амплитуде 200 м. Восточное крыло антиклинальной структуры по поверхности верхнего силура осложнено сбросовыми разломами и флексурами. В пределах месторождения это крыло круто погружается на восток в сторону Варандейской системы глубинных разломов, являющихся восточной границей Хорейверского блока. По-видимому, в раннепалеозойскую эпоху осадконакопления глубинные разломы северо-западного направления служили

конседиментационными сбросами, определившими общий региональный наклон седиментационной поверхности к востоку. В инверсионный этап развития под влиянием тектонических напряжений со стороны Урала и Пай-Хоя, структура осадочного чехла в области влияния глубинных разломов была преобразована в сложную систему чередующихся дизъюнктивных валов и разделяющих их впадин. Таким образом, оба месторождения с хорошо развитыми разломами северо-западного простирания, находятся в области тектонического влияния Варандейской системы глубинных разломов. При корреляции отложений отчётливо видно, что на восточном склоне Большеземельского палеоподнятия мощность и стратиграфическая полнота разреза овинпармского горизонта последовательно сокращаются к западу в сторону сводовой части поднятия. Это происходит не только за счёт эрозии верхних интервалов разреза палеозойских отложений, но и в результате конседиментационного выпадения базальных пластов в условиях клиноформного залегания.

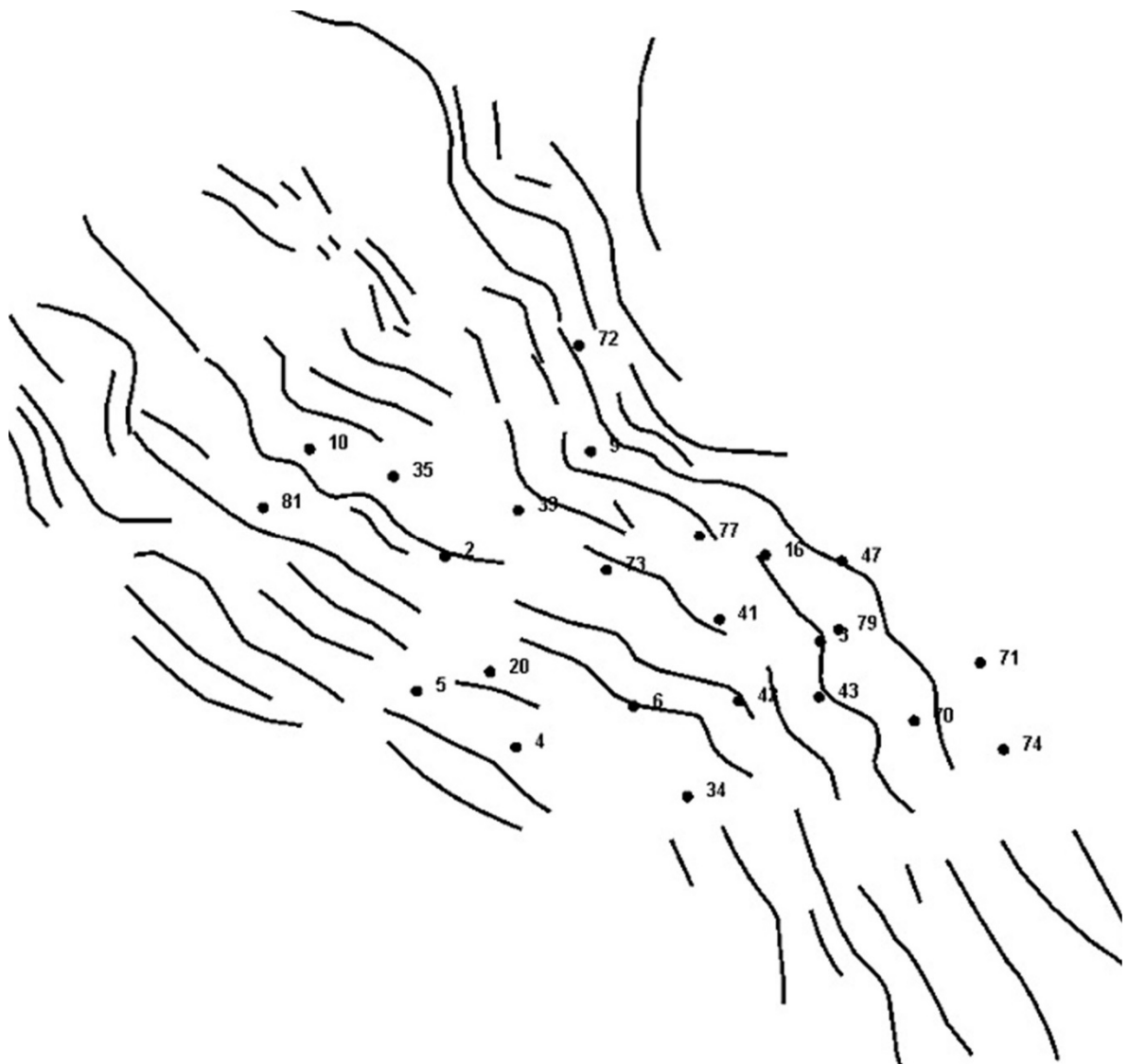


Рисунок 6 – Схема разломов ордовикско-нижнедевонского структурного яруса месторождения

Для северо-западных нарушений характерна прерывистость и дугообразность в плане, что даёт возможность прогнозировать сопряжённую с ними систему субширотных разломов сдвигового характера. Сдвиговая природа разломов позволяет предполагать развитие в ордовикско-нижнедевонском чехле вдоль этих разломов складок присдвигового типа, которые могли играть не только активную структурообразующую роль, но и оказывать существенное влияние на морфологические особенности приразломных локальных поднятий с различной интенсивностью роста.

Верхней границей ордовикско-нижнедевонского структурного этажа является поверхность предсреднедевонского несогласия, выше которой залегают трансгрессивные тиманско-саргаевские терригенные отложения, совпадающие в структурном плане с поверхностью нижнего девона. Подошва верхнефранских доманиковых отложений, судя по отражающему горизонту III_f1, в целом наследует морфологию кровли нижнего структурного яруса. Доманиковые отложения отвечают конденсированной части разреза, и их подошва может быть принята за поверхность максимального затопления.

В наддоманиковой части верхнефранского разреза основные структурные формы имеют изометричный характер и связаны с наличием органогенных построек. На аккумулятивной шельфовой террасе восточного склона Большеземельского поднятия зарождались и эволюционировали биогермные постройки сирачойского времени, образующие вытянутый в северо-западном направлении рифовый пояс. На месторождении выявлен целый ряд рифовых массивов – Олений, Восточно-Хорейверский, Юньягский, Тюлисейский, Ямботинский, перспективы нефтеносности которых ещё предстоит выяснить.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов

Большая часть исследований, описанных ниже, была проведена до покупки компанией лицензии на владение участком, поэтому не было возможности проверить данные и они приводятся в качестве информации.

Пористость

В целом пористость отложений верхнего силура – нижнего девона изучена на 1803 образцах керна, в том числе на 1684 образцах стандартного размера и кусочках и на 119 образцах большого размера диаметром 80-100 мм при длине образцов от 80 мм и более.

Как показали результаты исследований, пористость рассматриваемых отложений характеризуется сравнительно небольшими величинами. Распределения пористости отложений лохковского яруса по стандартным большим образцам показывают, что основная масса определений имеет пористость до 4–8 %, составляя в среднем 2,6 % по стандартным образцам и 4,5 % по большим образцам. Расхождение в пористости, определённой по большим и стандартным образцам, связано с неравномерным развитием в породах каверн, трещин и пор вторичной доломитизации. Действительно, при измерении пористости на больших образцах керна учитывается и доля каверн, крупных пор и трещин, хаотично развитых в породе, в то время как в стандартных образцах, размер которых значительно меньше (30×40 мм), учитывается в основном емкость матрицы и, очевидно, часть пор вторичной доломитизации.

Продуктивный пласт D1-II. В целом по продуктивному пласту D1-II было выявлено 530 определений пористости на стандартных образцах и 68 определений в образцах большого размера. Максимальное значение пористости по пласту соответствует 21,6 %, но как следует из распределений, большая часть исследованных образцов имеет пористость до 6-8 %, составляя в среднем 4,4 % по стандартным образцам и 5,9 % по большим образцам.

Продуктивный пласт D1-I. По продуктивному пласту D1-I было выполнено 159 определений пористости на стандартных образцах керна и 8 определений на больших образцах. Максимальное значение пористости достигает 14,9 %. Согласно приведённым распределениям, основная масса определений имеет пористость до 4–7 %, составляя в среднем 2,2 и 4,7 % соответственно по стандартным и большим образцам.

Таким образом, анализ распределений пористости по стандартным и большим образцам показывает, что средняя пористость больших образцов керна превышает значения пористости стандартных образцов примерно на 2,0 % (абс.). Учитывая особенности строения коллектора, определение граничных значений пористости и проницаемости, как это принято в основном для порового типа коллектора, в данном случае не представляется возможным, так как во многом эти значения будут зависеть от величины матричной пористости и её соотношения с ёмкостью вторичного пустотного пространства. Последнее означает, что породы с меньшими значениями пористости могут содержать и отдавать нефть, если доля матричной пористости в них не велика, а породы с более высокими значениями пористости могут быть не коллекторами, если вся пористость (ёмкость) представлена матричной пористостью.

Проницаемость

В целом проницаемость отложений лохковского яруса нижнего девона была изучена на 896 образцах керна, в том числе на 808 образцах стандартного размера на 88 образцах большого размера. Приведены распределения проницаемости, которые показывают, что подавляющая часть стандартных образцов имеет проницаемость менее 1 мД, и напротив, основная масса больших образцов имеет проницаемость свыше 1 мД, составляя в среднем соответственно 0,08 и 11,5 мД.

Пласт D1-II. По продуктивному пласту D1-II выполнено 241 определений проницаемости на стандартных образцах и 56 определений на образцах керна большого размера. Значения проницаемости по стандартным образцам варьируют от сотых долей до 107,5 мД, составляя в среднем 0,12 мД, по большим образцам – от десятых долей до 641 мД, составляя в среднем 9,1 мД. Согласно распределениям, в первом случае основная масса определений имеет проницаемость менее 1 мД, во втором случае более 1 мД.

Пласт D1-I. По продуктивному пласту D1-I проницаемость изучалась на 76 стандартных образцах и на 4 больших образцах керна. По стандартным образцам проницаемость изменяется от сотых долей мД до 38,6 мД, составляя в среднем 0,11 мД, по большим образцам от 10,4 до 106 мД, составляя в среднем 31,8 мД (распределение не приводится).

Таким образом, анализ распределений проницаемости показывает, что средние значения проницаемости по большим образцам более чем на 2 порядка превышают значения проницаемости стандартных образцов. Вместе с тем следует отметить, что приведенные средние значения проницаемости по продуктивным пластам не отражают в полной мере фильтрационных характеристик пород, ввиду значительных объёмов выполненных исследований по большим образцам. Результаты испытаний скважин говорят о том, что породы-коллекторы обладают значительно большим фильтрационным потенциалом (дебиты нефти по скважинам составляют десятки и сотни кубов в сутки) по сравнению с приведенными данными керновых исследований. Результаты же определений проницаемости по стандартным образцам характеризуют в основном матричную проницаемость пород, которая, как следует из распределений, в подавляющем большинстве составляет сотые и десятые доли мД.

Из соотношения проницаемости и пористости следует, что выраженных связей между рассмотренными параметрами не наблюдается. Это обстоятельство подтверждает сложное строение пород-коллекторов, обусловленное неравномерным (хаотическим) развитием трёх составляющих пустотного пространства, и указывает на невозможность определения граничного значения пористости для данного коллектора.

График зависимости пористости и проницаемости нижедевонских отложений по пачкам показан на рисунке 7.

Остаточная нефте- и водонасыщенность пород-коллекторов

Остаточная нефтенасыщенность пород-коллекторов определялась на 30 образцах керна из подошвенной части пласта D1-II скважины № 14. Значения её варьируют от 0,3 до 14,5 %, составляя в среднем 5,1 %. Выраженной закономерности между остаточной нефтенасыщенностью и ФЕС пород не отмечается.

Остаточная водонасыщенность Ков пород-коллекторов моделировалась методом центрифугирования. Всего по отложениям лохковского яруса нижнего девона было выполнено 420 определений остаточной водонасыщенности, значения её изменяются от 36 до 97,7 %.

Продуктивный пласт D1-II. По пласту D1-II остаточная водонасыщенность определялась на 145 образцах керна стандартного размера, значения её варьируют от 43,7 до 98,6 % при пористости от 1,6 до 12,0 % и составляют в среднем 82,6 %.

Продуктивный пласт D1-I. Остаточная водонасыщенность определялась на 19 образцах керна стандартного размера, величина её изменяется от 40,6 до 90 % при пористости от 0,8 до 5,4 % и составляет в среднем 68,0 %.

После изучения соотношения остаточной водонасыщенности и пористости для пород-коллекторов вышеуказанных пластов, выраженной зависимости между указанными параметрами не установлено.

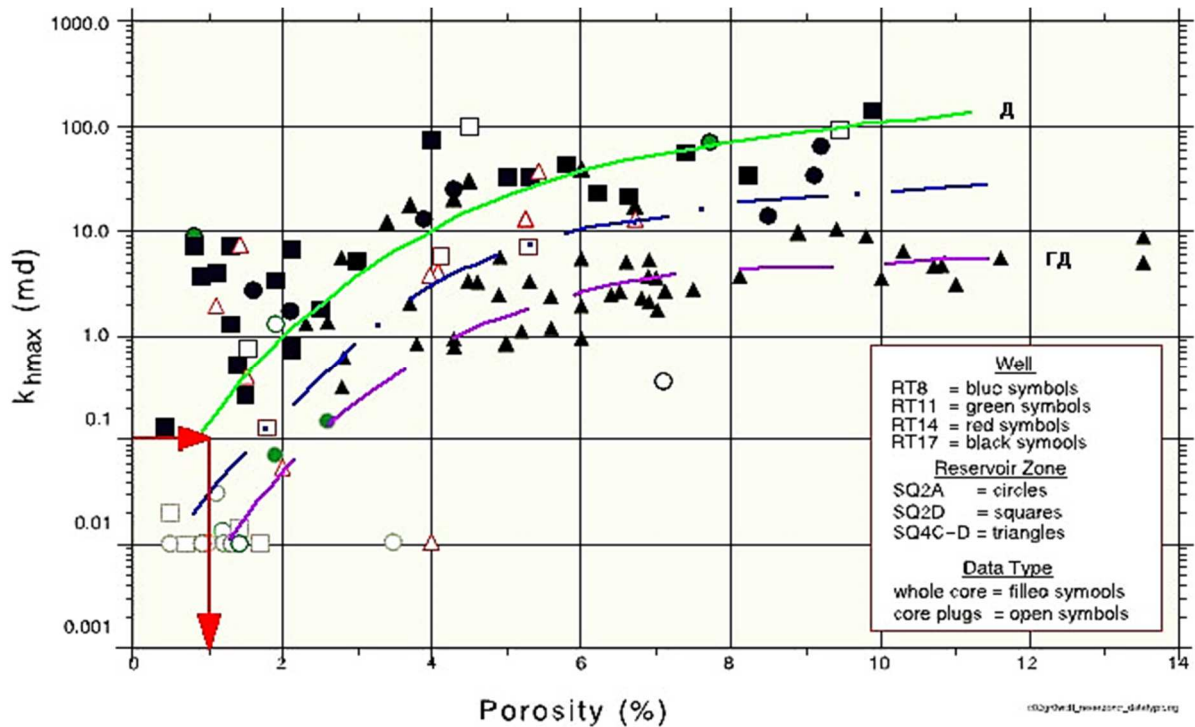


Рисунок 7 – График зависимости пористости и проницаемости нижнедевонских отложений по пачкам (по Еххон, дополнено): скважины: RT8 – синим, RT11 – зелёным, RT14 – красным, RT17 – чёрным; продуктивные интервалы: SQ2A – круги, SQ2D – квадраты, SQ4C-D – треугольники; тип данных: закрашенные символы – по полному керну, незакрашенные – по выборкам

Таким образом, из приведённых данных следует, что остаточная водонасыщенность, смоделированная методом центрифугирования, имеет высокие значения, примерно одинакова для всех продуктивных пластов и отражает в основном насыщенность матрицы пород-коллекторов. При этом следует отметить, что первые годы разведки месторождения массовые определения остаточной водонасыщенности проводились по скважинам с низким выносом керна, более разуплотненные участки не выносились. Кроме того, выпиливание цилиндров для исследований производится, как правило, из более устойчивой части керна.

Кроме массовых определений остаточной водонасыщенности, по заказу компании «TIMAN PECHORA COMPANY» во ВНИИнефти на специально подобранной заказчиком коллекции, состоящей из 10 больших образцов керна из скважины № 8 (пласты D1-I) и скважины № 17 (пласт D1-II), были проведены специальные исследования остаточной водонасыщенности, кривых капиллярного строения и относительной проницаемости пород-коллекторов. Большинство образцов, согласно макроскопическому описанию, были пористыми мелко-кавернозными, т.е. на исследование был предоставлен керн из тех частей разреза, где наиболее интенсивно проявились вторичные процессы доломитизации и выщелачивания, приведшие к образованию крупных пор вторичной доломитизации и мелкой кавернозности.

Во ВНИИнефти из каждого большого образца были выпилены по два цилиндра: один размером 2,5×2,5 см, второй диаметром 5 см и длиной 7,5 см. На маленьких цилиндрах определялась остаточная водонасыщенность методом центрифугирования и рассчитывались кривые капиллярного давления по методу Тульбовича и по уравнению Хасслера-Брунера. На больших цилиндрах измерялись относительные проницаемости.

Результаты выполненных исследований показали, что остаточная водонасыщенность для этих образцов имеет гораздо меньшие значения и варьирует (за исключением одного образца) от 12,2 до 35,7 % при пористости от 6,8 %, составляя в среднем 20 %. Т.е. полученные значения вполне соответствуют нормальному порово-каверновому типу коллектора, что прекрасно подтверждается кривыми капиллярного давления по чётко выраженному перегибу, но развитие таких зон в разрезе носит неравномерный (хаотичный) характер, в результате чего отмечается анизотропия даже в пределах одного большого образца керна.

Таким образом, имеющиеся исследования керн позволяют сделать вывод о наличии на месторождениях сложнопостроенных коллекторов, с высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Причиной тому кроме первичной фациальной неоднородности отложений, послужили также постседиментационные преобразования, повлекшие как ухудшение, так и улучшение коллекторских свойств. В свою очередь, тектонические деформации привели к появлению обширной сети трещин, от микро- до макроуровня, которые установили намного большую связанность резервуара и способствовали развитию кавернозности. Исследованные образцы керн говорят о высокой анизотропии свойств, даже в пределах одного образца. Пористость во многом зависит от присутствия в породе каверн, при этом в некоторых образцах общая доля каверновых пустот достигает 50 %. Образцы керн на которых были найдены длинные связанные трещины, обладали намного большей проницаемостью, чем те, на которых трещины отсутствовали или были мелкими и прерывистыми. Проницаемость, таким образом, фактически, является функцией трещиноватости. Важно отметить, что проницаемость, замеренная на больших образцах, на два порядка превышает ту, которая измерялась на стандартных. Это связано со значительным количеством трещин, выявляемых на больших образцах. При этом даже большие образцы не отражают истинной проницаемости, которая наблюдается при опробовании скважин.

Однако при достаточно большом количестве имеющейся обработанной информации, фактического материала, который в будущем можно было бы дополнить новыми исследованиями явно недостаточно. Многие выводы заимствованы или же сделаны по аналогам. Это потребует в дальнейшем дополнительных исследований керн, шлифов и т.д. и их комплексной обработки и анализа.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

Параметры	Месторождение		
	Пласт		
	D1-I	D1-II	D1-III
Тип залежей	пластовые, стратиграфические, экранированные		
Тип коллектора	трещинно-кавернозно-поровый		
Средняя глубина залегания, м	3834,2	3834,6	3858,9
Средняя общая толщина, м	30,3	40,2	23,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	16,9	12,4	12,1
Пористость, доли ед.	0,07	0,05	0,06
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,79	0,71	0,80
Проницаемость по гидродинамическим исследованиям: керн / ГДИ, 10^{-15} м^2	1–2,5 / 2–1261	– / 4–93	– / 4–18
Пластовое давление, МПа	42	42	41,7
Пластовая температура, °С	87,9	82	–
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	771,5	771,5	771,5
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	832,1	858,2	872,7
Объемный коэффициент, доли ед.	1,194	1,194	1,194
Содержание смол, % вес	3,8	4,9	5,1
Содержание асфальтенов, % вес	3,0	7,5	7,1
Содержание парафинов, % вес	9,3	8,5	13,9
Содержание серы, % вес	0,4	0,4	0,5
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,13	2,13	2,13
Давление насыщения, МПа	10,4	10,4	10,4
Газосодержание, нм ³ /т	75,47	73,18	71,96

Обоснование ВНК

На Полярном месторождении водонефтяные контакты по всем подсчётным объектам определены на диапазоне абсолютных отметок от – 3903,0 м до – 3906,0 м. Определение ВНК проведено с учётом результатов опробования скважин и результатов интерпретации ГИС.

Водонефтяной контакт по залежи 1 подсчётного объекта D1-I принят на отметке – 3906,0 м, что подтверждается результатами опробования скважины № 16, по которой на глубине 3892,5–3902,5 м получен приток нефти с дебитом 32 м³/сут., а на глубине 3892,5–3918,5 м – приток нефти с водой 215 м³/сут.

По залежи подсчётного объекта D1-II ВНК принят на абсолютной отметке – 3906,0 м. Принятая отметка определена по результатам испытания в скважине № 71, в которой помимо интервалов давших притоки чистой нефти установлены интервалы с притоком воды с плёнкой нефти на глубинах незначительно ниже ВНК.

Для залежи D1-III ВНК принимается на отметке 3906,0 м. Залежь ограничивается линией водонефтяного контакта на северо-западе.

Подсчётные параметры, геологические запасы нефти и растворённого в нефти газа

Оленья структура, в пределах которой открыто Полярное месторождение, выявлена в 1980 году, подготовлена для глубокого бурения по отложениям верхнего девона и силура сейсморазведочными работами МОГТ масштаба 1:50000 в 1983 году, передана в глубокое бурение в 1985 году. Структура введена в поисковое бурение в 1986 году, месторождение открыто в 1987 году поисковой скважиной № 20. По величине запасов нефти относится к категории крупных, по геологическому строению – к месторождениям со сложным строением, характеризующимся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу.

На Государственном балансе полезных ископаемых числятся запасы нефти и растворённого газа по трём залежам в отложениях нижнего девона. Запасы углеводородного сырья Полярного месторождения прошли защиту в ЦКЗ РФ.

Анализ результатов опробования, испытания и исследований скважин и пластов

Месторождение Полярное не разрабатывалось, поэтому приводим только данные о результатах опробования пробуренных скважин. На месторождении пробурено 26 скважин, проведено 142 испытания / опробования, из них 101 объекта в процессе бурения в необсаженном стволе и 41 – в эксплуатационной колонне.

Опробование объектов в необсаженном стволе производилось испытателями пластов на бурильных трубах последовательно сверху-вниз с установкой пакеров в кровле интервала с опорой на забой.

Исследования в эксплуатационной колонне производились через насосно-компрессорные трубы: после перфорации для возбуждения притока производили смену глинистого раствора на техническую воду с последующим снижением уровня воды в колонне с помощью компрессора. После вызова притока из пласта забойная зона скважины очищалась путём компрессирования – при непереливающихся притоках, либо обработки скважины по трубному и затрубному пространствам (попеременно) через большие штуцера до 25 мм, либо по затрубному через открытый выкид.

В зависимости от характера работы пласта исследование его продуктивной характеристики проводилось либо по прослеживанию уровня, либо при фонтанировании при работе скважины на нескольких режимах с регистрацией кривой восстановления давления.

Прослеживание уровня, как правило, проводилось в течение суток и более до установления, по возможности, его статического положения. Расчёт суточного дебита при этом выполнялся для каждого замеренного динамического положения уровня.

При режимных исследованиях фонтанирующих объектов стабильность работы скважин определялась установившимися давлениями в трубном и затрубном пространстве. Количество режимов исследования, диаметр штуцеров и продолжительность работы на каждом режиме устанавливались в зависимости от потенциальных продуктивных возможностей пласта.

В процессе испытания скважин использовались методы интенсификации притоков. В некоторых случаях интенсификационные методы применялись до освоения скважин, поэтому судить об их эффективности не представляется возможным. Основным агентом при закачке является соляная кислота, в основном, 12 %-ной концентрации. Объём её закачки обычно не превышал 6 м³.

Продуктивность испытанных объектов связана с отложениями нижнего девона.

Нижний девон (лохковский ярус нижнего девона (пласт Д1-I, пласт Д1-II, пласт Д1-III)).

Испытание пластов нижнего девона проведено в 102 интервалах в 24 скважинах. Из 45 интервалов (18 скважинах) получен приток нефти средним дебитом 89 м³/сут. Максимальный дебит 790 м³/сут. получен из интервала 3918–3945 м в скважине № 20. Приток воды получен из 7 интервалов (6 скважин), средний дебит воды – 116 м³/сут. Из пяти интервалов (скважины №№ 35, 71 и 74) получен приток воды с нефтью со средним дебитом 15 м³/сут. В 44 случаях притока не получено. В том числе 15 исследований (10 скважинах) проведены совместно с другим пластом, получены притоки нефти, воды и смешанные притоки нефти с водой, а также в 6 исследованиях притока не получено.

По результатам обработки ИД и КВД средняя удельная продуктивность составляет 0,18 м³/(сут. · атм. · м), средний коэффициент проницаемости 0,129 Д (минимум – 0,009 мД в скважине № 3, максимум – 1,261 мД в скважине № 20). Пластовое давление составило в среднем 425 кгс/см², пластовая температура – 88 °С.

Кроме испытаний пластов нижнего девона проведено исследования на вышележащие пласты. Общее число испытаний составляет 42 исследования в 18 скважинах, из них в двух скважинах (4 исследования) получен приток нефти с дебитом 17 м³/сут. в скважине № 3 из интервала 3977-3998 м и с дебитом 3,4 м³/сут. в скважине № 5 из интервала 2023–2028 м, в четырёх (скважины №№ 20, 25, 34 и 42) получен приток воды с признаками углеводородов. В скважине № 10 получен приток газа из интервала 1986–2077 м. В 17 исследованиях (9 скважинах) получен приток воды и в 15 случаях притока не получено.

В таблице 2 приведены средние значения, минимумы и максимумы дебита нефти, продуктивности, удельной продуктивности, проницаемости и пластового давления по каждому пласту, а также количество определений на каждый пласт, среднеквадратичное отклонение и коэффициенты вариации для каждого параметра.

Таблица 2 – Средние значения параметров месторождения

Показатель	Значение	D1-III	D1-II	D1-I
1	2	3	4	5
Дебит, м ³ /сут.	средние значения	14,4	45,8	109,6
	максимальное значение	98,0	150,0	790,0
	минимальное значение	0,4	0,4	1,0
	количество значений	8	21	57
	среднеквадратическое отклонение	33,83	46,68	153,34
	коэффициент вариации	2,3	1,0	1,4
Продуктивность, (м ³ /сут.)/(кгс/см ²)	средние значения	0,0	0,3	4,7
	максимальное значение	0,0	0,8	57,8
	минимальное значение	0,0	0,0	0,0
	количество значений	5	15	48
	среднеквадратическое отклонение	0,01	0,27	13,46
	коэффициент вариации	0,9	0,9	2,8
Удельная продуктивность, (м ³ /сут.)/((кгс/см ²) · м)	средние значения	0,001	0,012	0,261
	максимальное значение	0,001	0,059	2,141
	минимальное значение	0,000	0,000	0,002
	количество значений	5	15	48
	среднеквадратическое отклонение	0,00	0,02	0,50
	коэффициент вариации	0,9	1,4	1,9

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
Проницаемость, мкм ²	средние значения		0,057	0,163
	максимальное значение		0,093	1,261
	минимальное значение		0,014	0,009
	количество значений		4	12
	среднеквадратическое отклонение		0,04	0,35
	коэффициент вариации		0,7	2,2
Пластовое давление, кгс/см ²	средние значения	431,0	425,1	421,2
	максимальное значение	432,0	452,0	452,0
	минимальное значение	429,0	367,4	363,8
	количество значений	3	18	33
	среднеквадратическое отклонение	1,73	17,67	18,87
	коэффициент вариации	0,0	0,0	0,0

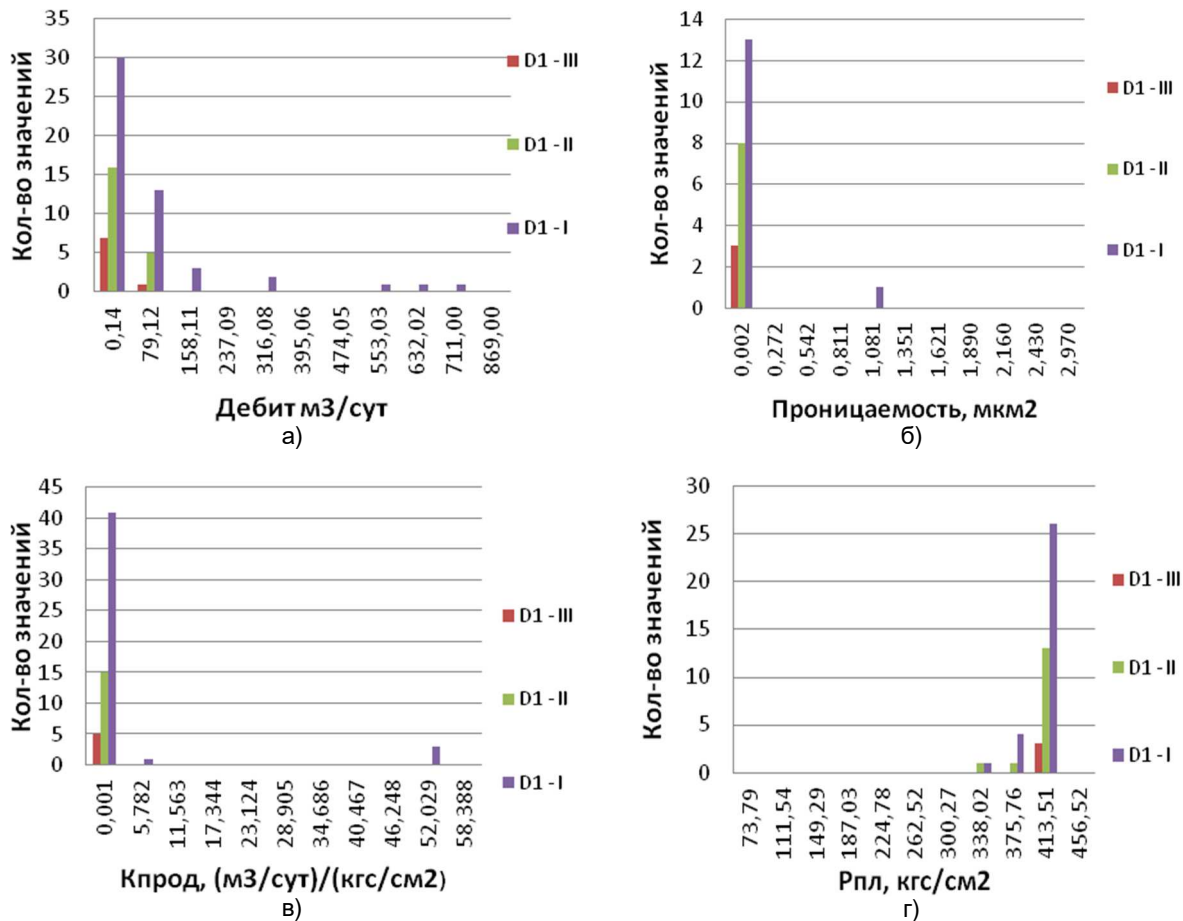


Рисунок 8 – Разброс значений дебита (а), проницаемости (б), продуктивности (в) и пластового давления (г) по пластам месторождения

Основные значения дебита по пластам девона принимают значения менее 80 м³/сут., по пласту D1-I – до 160 м³/сут. (рис. 8а). Коэффициент продуктивности для всех пластов в основном не превышает значения 0,001 (м³/сут.)/(кгс/см²) (рис. 8в). Проницаемость пластов определена в 14 случаях и из них в 11 случаях не превышает значения 0,058 Д (рис. 8б). Основные значения пластового давления для пласта принимают значения в пределах от 413 до 430 кгс/см².

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. 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.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 65–69.
11. Ботвиновская О.А., Загуренко А.Г., Ганичев Д.И. Восполнение недостающей петрофизической информации с использованием данных месторождений-аналогов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 32–35.
12. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрискважинной изоляции // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 39–41.
13. Вороненко Е.С., Мугатабарова А.А. Анализ данных показателей вытеснения нефти водой карбонатных пород с различными фильтрационными свойствами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 61–64.
14. Гостева Е.Д., Петров В.И. Критерии сопоставимости при использовании сравнительного подхода для оценки углеводородных месторождений // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2011. – № 4 (115). – С. 74–86.
15. Гусейнова Д.Ф. Оценка степени дренируемости нефтяной залежи в условиях недостаточности информации // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 152–155.
16. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Выбор оптимальной системы разработки по опыту разработки месторождений-аналогов на примере Полярного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
17. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Промысловые и гидродинамические исследования скважин Полярного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
18. Дерюшев А.Б. Опыт трёхмерного геологического моделирования перспективных структур с применением результатов сейсмо- и литолого-фациального анализов, а также данных месторождений-аналогов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. – № 7. – С. 18–26.
19. Кошелев А.Т. [и др.]. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 10–12.
20. Орлова И.О. [и др.]. Использование критериев сопоставимости при поиске аналогичных месторождений углеводородов // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 285–290.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
10. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current operation state of the producing wells depending on the downhole pressure // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 65–69.
11. Botvinovskaya O.A., Zagurenko A.G., Ganichev D.I. Replenishment of the missing petrophysical information using the data of the analogous fields // Oil economy. – 2009. – № 11. – P. 32–35.
12. Bylin A.V., Rapov I.R. Control of the oil recovery process at the intra-plast water shut-off // Bulatovskie readings. – 2017. – Part 2. – P. 39–41.
13. Voronenko E.S., Mugatabarova A.A. Analysis of the oil displacement indexes by the carbonate rocks water with different filtration properties // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 61–64.
14. Gosteva E.D., Petrov V.I. Comparability criteria at use of the comparative approach for hydrocarbon deposits estimation // Property relations in Russian Federation. – 2011. – № 4 (115). – P. 74–86.
15. Guseynova D.F. Estimation of Oil Deposit Drainability Level under Conditions of Information Insufficiency // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 152–155.
16. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Selection of the optimal development system based on the development experience of the analogous deposits by the example of Polar mine // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
17. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Field and hydrodynamic research of the wells of the Polar field // Bulatovskie readings. 2001. – 2020. – Vol. 2.
18. Deryushev A.B. Experience of the three-dimensional geological modeling of the prospective structures with application of the results of the seismic and lithologic-facial analyses, and also the data of the analogous deposits // Vestnik of Perm national research polytechnic university. Geology oil-gas and mining. – 2013. – Vol. 12. – № 7. – P. 18–26.
19. Koshelev A.T. [et al.]. Problem of search of analog fields and methods of its solution // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 7. – P. 10–12.
20. Orlova I.O. [et al.]. Use of comparability criteria in search of similar hydrocarbon fields // Technical and technological systems: Proceedings of the Eighth International Scientific Conference «TTS-16» (November 24–26, 2016) / FSBOU VPO «KubGTU», A.K. Serov KVVAVUL; under general editorship of B.H. Gaitov. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – P. 285–290.

УДК 550.8.012:553.98

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТИПОВ НЕФТЯНЫХ КОНТРАКТОВ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ



ANALYSIS OF THE MAIN TYPES OF OIL CONTRACTS IN RUSSIA AND ABROAD

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет
de_france@mail.ru

Диоманде Бле Хьюге

аспирант кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
huguesdiomande@gmail.com

Аннотация. До начала 1970-х годов нефтегазовые компании во всех странах мира работали на основании исключительных лицензий или контракта на право разработки месторождения. Исключительные лицензии предоставлялись владельцем нефти и газа на месте юридическому лицу, обладающему необходимой квалификацией и финансовыми возможностями, и предоставляет держателю (лицензиату) право добычи ресурса из месторождения. Собственность на добытый ресурс переходит к лицензиату с того момента, когда нефть начинает поступать в скважину, пробуренную последним, до истечения срока лицензии. Показано, что сравнительно новой формой договорного соглашения между зарубежной нефтегазовой компанией и государственным предприятием (государственной стороной) являются соглашения о разделе продукции (СРП). Прорыв в области распространения СРП произошёл именно в то время, когда традиционные концессии и другие лицензии в государствах-членах ОПЕК (за исключением Ирана и Индонезии) были национализированы или закончились, или же их действие было прекращено с 60 % участием государства.

Ключевые слова: нефтяные контракты и их характеристики; виды нефтяных соглашений и контракты; соглашение о разделе продукции (СРП); контракты на предоставление услуг или сервисные контракты; российские нефтяные контракты; особенности отдельных видов нефтяных контрактов, заключённых зарубежными государствами; Кот д'Ивуарское соглашение о разделе продукции; Нигерийское нефтяное соглашение.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Diomande Ble Hugues

Graduate student of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
huguesdiomande@gmail.com

Annotation. Until the early 1970s, oil and gas companies all over the world operated under exclusive licenses or contracts for the right to develop the field. Exclusive licenses were granted on-site by the owner of the oil and gas to a legal entity with the required qualifications and financial capabilities, and entitle the holder (licensee) to extract the resource from the field. The ownership of the produced resource passes to the licensee from the moment when oil begins to flow into the well drilled by the last one, until the license expires. It is shown that a relatively new form of a contractual agreement between a foreign oil and gas company and a state enterprise (state party) is a production sharing agreement (PSA). A breakthrough in the proliferation of PSA occurred precisely at a time when traditional concessions and other licenses in OPEC member states (with the exception of Iran and Indonesia) were nationalized or ended, or their effect was terminated with 60 % state participation.

Keywords: oil contracts and their characteristics; types of oil agreements and contracts; production sharing agreement (PSA); service contracts or service contracts; Russian oil contracts; peculiarities of certain types of oil contracts concluded by foreign states; Côte d'Ivoire Production Sharing Agreement; Nigerian Oil Agreement.

Нефтяные контракты и их характеристики

В 1952 году Генеральная Ассамблея ООН приняла резолюцию, в которой говорится, что право народов свободно использовать и эксплуатировать свои природные богатства является неотъемлемой частью их суверенитета. По отношению к прибрежному месторождению прибрежное государство не обладает полными правами собственности на природные богатства, находящиеся на морском дне континентального шельфа, скорее оно имеет исключительные суверенные права для целей поиска,

разведки и эксплуатации природных богатств континентального шельфа в соответствии с международным правом (Женевская конвенция по континентальному шельфу, 1958 год).

В 1962 году в резолюции Генеральной Ассамблеи ООН содержится положение: право народов и наций на постоянный суверенитет над их природными богатствами и ресурсами должно осуществляться в интересах национального развития и благосостояния народов и национальностей, населяющих данное государство.

Рассмотрим четыре вида подхода к определению собственности на сырую нефть.

Американская модель: собственности и несобственности. Собственность делится на абсолютную собственность и квалифицированную собственность. Абсолютная собственность: землевладелец владеет всем над и под границами своей земли.

Теория квалифицированной собственности, разработанная в штатах Калифорния, Оклахома, Луизиана и Индиана, характеризует права по отношению к нефти скорее как право занять землю и взять часть её или то, что она производит. Различив между этими двумя теориями очевидно: в соответствии с первой, вся нефть является собственностью землевладельца до тех пор, пока он не будет лишён её в результате задействования, «Права завладения»; согласно второй теории, землевладелец наделён правом собственности в отношении доступа к нефти, но собственность возникает только тогда, когда она сведена к обладанию посредством «завладения».

В настоящее время США остаются почти единственной страной, где практикуется такой уникальный подход к вопросам собственности. В других же европейских странах, таких как, например, Соединённое Королевство действует «вотчинная система» (домениальная), т.е. такая система, где государство обычно заявляет свои суверенные права на сырую нефть, находящуюся в недрах, а землевладельцы, давая разрешение на использование своей земли для добычи нефти, получают прибыль.

Так же существует исламский подход к собственности, который зависит от юридической школы. Согласно подходу, принятому в школе Малика, все природные богатства являются государственной собственностью. Последователи Ханафизма утверждают иное: природные богатства, обнаруженные на частной земле, принадлежат её владельцу, а природные богатства, обнаруженные на государственной земле, принадлежат государству. При этом в любом случае требуется разрешение государства на добычу нефти. Таким образом, согласно законам Ислама, природные богатства, находящиеся в недрах, в большинстве случаев принадлежат государству, выступающему в качестве хранителя неотчуждаемого общественного имущества.

В некоторых странах практикуется смешанная система, т.е. правовые рамки установлены, но в них содержатся положения, благодаря которым можно путём переговоров прийти к соглашению по некоторым важным вопросам (например, обязательства по выполнению работ). В эту группу стран входят Норвегия и Нидерланды. Смешанный подход находит все больше сторонников, так как обеспечивает минимальную уверенность и последовательность, а также установленный статусный минимум, касающийся условий, но в то же время обеспечивает удовлетворительную степень свободы действий и переговоров, возможность соревноваться компаниям друг с другом при предложении условий лучших, чем минимальные. Правительство со своей стороны получает возможность предоставлять льготы в обмен на ценные уступки со стороны компаний.

Цель углеводородного законодательства – установить правовые рамки и правовые механизмы для реализации задач, поставленных принимающей страной (увеличить до максимума выручку государства, его контроль над операциями, защитить окружающую среду). Согласно законодательству, право на сырую нефть принадлежит Государству, которое обеспечивает полный диапазон государственных полномочий и свободу действий в области выдачи лицензий, создания государственных органов и государственных нефтяных компаний, установления как соответствующих прав и обязанностей, так и правил и норм, относящихся к лицензированию. Государство устанавливает условия и положения своего участия, роялти, арендные платы, правовые режимы, относящиеся к прекращению деятельности, правам доступа, загрязнению окружающей среды, фискальным режимам, созданию требуемой инфраструктуры. В углеводородном законодательстве подробно излагаются правила и нормы, относящиеся к режимам контроля

и управления, положениям и условиям, поставленным перед компаниями в течение периода разведки, разработки и добычи, относительно маркетинга, государственного участия, фискальных вопросов и выгод для народного хозяйства, вытекающих из использования информации, трансферта технологии и «ноу-хау» и др.

Понятие контракта

Под контрактом понимается двусторонняя (или многосторонняя) законная транзакция, в которой две стороны (или много сторон) согласились на определённые взаимные обязательства. основополагающими принципами контрактных обязательств являются:

- свобода контракта, т.е. свобода заключения, определения содержания и формы контракта, свобода выбора контрагентов;
- ответственность за выполнение контракта, т.е. нарушение условий контракта, служит основанием для привлечения нарушителя к ответственности. Поэтому составными частями контракта является описание обязательств сторон и санкций в случае нарушения принятых обязательств.

Виды нефтяных соглашений и контракты

Виды нефтяных соглашений и контрактов всегда должны рассматриваться в контексте правовых рамок принимающей страны и учитывать интересы Принимающего правительства и нефтяных компаний.

Цели государства хозяина:

- эффективная разработка любой обнаруженной нефти;
- получение реальной доли прибыли для правительства;
- развитие отечественной технологии и экспертных знаний;
- оптимизация разработки углеводородов с целью улучшения экономического развития одновременно с защитой окружающей среды;
- реализация сырой нефти на отечественном и экспортном рынках по ценам соответствующим национальной политике в области энергетики.

Цели нефтяных компаний:

- наличие соответствующих фискальных положений, включающих разумную норму прибыли, нормы амортизации, что позволяет возмещать капиталовложения;
- получение долгосрочных прав на сырую нефть и газ и возможности удержания компанией соответствующей доли продукции;
- обеспечение фискальной и договорной стабильности в течение всего срока контракта;
- обеспечение соответствующего вознаграждения за риск, связанный с инвестициями, и справедливой нормы прибыли.

Очевидно, что существует определённая взаимность интересов, которая должна быть адекватно отражена, при разработке нефтяного соглашения. Принимающая страна при этом ведёт конкурентную борьбу за получение иностранного капитала, инвестируемого в предприятие, что связано с риском, и поэтому ей следует создать стимулы для привлечения капиталовложений со стороны нефтяных компаний при одновременной защите долгосрочных интересов государства.

Все действующие в настоящее время в мировой нефтедобывающей промышленности соглашения иностранных нефтяных фирм с принимающими странами можно разделить на две основные категории: концессии и контракты (подрядные соглашения).

Принципиальное различие между ними заключается в том, что в случае концессии принимающее государство (собственник недр) уступает право собственности на них концессионеру (физическому или юридическому лицу), а при подрядном соглашении (контракте) – оставляет эти права за собой.

Регламентация прав и обязанностей сторон может осуществляться либо общим законодательством, действующим в стране, либо специальным нефтяным законодательством, которое по степени жесткости правовых ограничений инофирмы может быть отнесено к одному из трёх следующих типов.

Система жёстких правовых ограничений предельно подробно определяет права и обязанности сторон в соответствии с действующими в стране видами нефтяных соглашений независимо от условий конкретной сделки. Правительство непосредственно не вправе изменить условия соглашений; для их пересмотра требуется специальное решение высших законодательных органов принимающей страны.

Система гибких правовых ограничений предоставляет правительству принимающей страны юридически обусловленную возможность самостоятельно, без утверждения высшим законодательным органом государства, изменять по необходимости условия соглашений (например, в связи с резким изменением конъюнктуры рынка).

Система индивидуальных правовых ограничений не оговаривает законодательно условия соглашений, предоставляя сторонам при их заключении в каждом конкретном случае наибольшую свободу. Условия конкретного соглашения законодательной силы за его пределами не имеют.

Различают концессии традиционного типа и модернизированные, причём последние можно подразделить на концессии с обычным и с прогрессивным налогообложением.

Контракты в свою очередь делятся на *контракты о разделе продукции* и на *контракты на предоставление услуг* (в том числе с риском и без риска). Контракты о разделе продукции («продакшн шеринг») бывают как с разделом добычи после вычета издержек инофирмы, так и с прямым разделом добычи, причём последние также распадаются на две группы – с налогообложением доли инофирмы и без него. Среди контрактов на предоставление услуг с риском следует различать две разновидности: *с риском распределяемым и не распределяемым между сторонами*. Многообразие контрактов на предоставление услуг без риска включает контракты на предоставление технической помощи, управление предприятием, сдачу объекта «под ключ» (причём как соглашения о наличной продукции, так и о наличном рынке сбыта), компенсационные соглашения – промышленные и коммерческие. В рамках каждого соглашения перечисленного типа могут быть образованы совместные предприятия.

Соглашение о разделе продукции (СРП) «Production Sharing Agreement (PSA)»

Контракт типа «раздел продукции» (СРП) предусматривает твёрдый принцип раздела добытой нефти, остающейся после покрытия издержек, размер которых ограничен определёнными рамками. Унифицированного контракта на основе раздела продукции в мире не существует, единым является только общий принцип. Так, например, вместо или параллельно с прямым разделом продукции используется участие государства (обычно через государственную компанию) в получении и разделении продукции. Это делает контракты более гибкими, позволяет приспособить СРП к любым типам месторождений, перенося основные экономические элементы контракта из сферы жёстких законодательных ограничений в сферу договорённостей между государством и инвестором.

Первый контракт о разделе продукции был заключен национальной нефтяной компанией Индонезии «Permina» (сейчас «Pertamina») в августе 1966 года и нашёл широкое распространение.

Основными элементами соглашения о разделе продукции являются следующие:

- представителем принимающей страны выступает правительство в лице своей государственной нефтяной компании;
- непосредственное участие принимающей страны осуществляется обычно путём создания государственной нефтяной компанией совместного с инофирмой предприятия;
- во многих странах условия участия государства в соглашении остаются открытыми до обнаружения коммерческих запасов нефти;
- весь риск поисково-разведочных работ (ПРР) возлагается на компанию-подрядчика, которой затраты на эти работы не возмещаются, если в оговоренные в соглашении сроки коммерческие запасы не будут обнаружены;
- контрактор полностью финансирует поисково-разведочные работы, обустройство и эксплуатацию открытых месторождений;

- в случае обнаружения коммерческих запасов подрядчику компенсируются его затраты на ПРР, обустройство и эксплуатацию частью добычи с этого месторождения, так называемой компенсационной нефтью. Доля «компенсационной» нефти в добыче оговаривается в контракте. В первых индонезийских контрактах о разделе продукции максимальная доля «компенсационной» нефти в добыче не должна была превышать 40 %. В настоящее время в большинстве стран, применяющих данный тип соглашений, эта доля обычно колеблется в пределах 20–50 %, хотя в некоторых из них (Малайзия) может быть и менее 20 %, а в других (Филиппины) превышать 50 %. При этом доля «компенсационной» нефти, как правило, будет выше в районах с более сложными природными условиями и может быть поставлена в зависимость от уровня добычи;

- оставшаяся часть продукции, так называемая распределяемая нефть, подлежит разделу между компанией-подрядчиком и государством-собственником недр. Раздел производится в сугубо индивидуальных пропорциях в каждой стране. В некоторых странах они меняются в зависимости от местоположения месторождения (Египет, Кот-д'Ивуар), плотности нефти (Перу), уровня рентабельности инофирмы до вычета налогов (Экваториальная Гвинея, Либерия). В большинстве же нефтедобывающих стран, практикующих заключение контрактов о разделе продукции (Ангола, Бангладеш, Индия, Индонезия и др.), пропорции раздела изменяются с ростом добычи. При этом в разных странах одинаковые пропорции раздела, определяясь совокупностью индивидуальных условий отдельных государств, могут быть зафиксированы и для значительно различающихся уровней добычи;

- принадлежащая инофирме доля «распределяемой» нефти является объектом налогообложения; поэтому государство имеет возможность регулировать рентабельность операций компании при разных пропорциях раздела добычи введением различных ставок подоходного налога;

- вплоть до недавнего времени платежи с добычи, как правило, отсутствовали; в последние годы в ряде стран (Экваториальная Гвинея, Малайзия, Турция, Китай, Таиланд) в контракты рассматриваемого типа стали вводиться обязательства уплаты роялти.

В настоящее время все контракты имеют некоторые общие элементы, некоторую общую структуру. Ниже приводятся типичные, стандартные разделы, которые присутствуют в СРП между государством и иностранной нефтяной компанией, приведённые в книге Д. Джонстона (D. Johnston – International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. PennWell Publ. Comp., Tulsa, Oklahoma) с его комментариями.

Приложение А. Описание контрактной территории

Здесь описаны точные координаты и физические границы контрактной территории.

Приложение В. Карта контрактной площади

Она включается в контракт и является стандартной его частью. На неё выносятся границы участка.

Приложение С. Процедура расчёта

В этом приложении обычно определяется, какая используется валюта в бухгалтерских книгах и записях, какой язык. Больше предпочтение отдаётся английскому так же, как и долларам США. Определяются такие категории, как эксплуатационные затраты. Указываются статьи, которые исключаются из перечня возмещаемых затрат.

Приложение D. Процедуры управления

Описываются действия, за которые несёт ответственность подрядчик при осуществлении рабочей программы. Определена деятельность управляющего комитета, его функции и представительство, процедура собраний.

Изначальный тип соглашения в мировой нефтедобывающей промышленности – традиционная концессия. Общепринято считать, что первая в истории концессия была выдана Вильяму Д'Арси в Персии в 1901 года (известна под названием «концессия Д'Арси»), хотя встречаются упоминания о более ранних концессиях в бывшей голландской Вест-Индии. Таким образом, история нефтяных соглашений в мировой хозяйственной практике насчитывает больше 100 лет.

Основными отличительными чертами концессионного соглашения традиционного типа, как правило, являются:

- передача принимающей страной иностранной нефтяной компании прав собственности на нефть на территории, отданной в концессию;
- очень большая площадь концессии, охватывающая в некоторых случаях всю территорию страны или, по крайней мере, наиболее перспективную на нефть её часть;
- весьма продолжительный срок действия концессии (вплоть до 99 лет, но обычно – 60–75);
- отсутствие положения о возврате в собственность государства до истечения срока действия концессии неиспользуемых и бесперспективных участков;
- осуществление концессионером полного и единоличного контроля над всеми аспектами деятельности в рамках концессии;
- устранение принимающей стороны от участия в управлении концессией;
- выделение иностранной компанией в виде прямых инвестиций всех средств, необходимых для проведения поисково-разведочных работ, разработки месторождений и пр. в рамках концессии;
- незначительные финансовые отчисления от доходов концессионера в пользу принимающей страны, которые сводились, как правило, лишь к символической плате за право разработки недр (роялти), имевшей обычно форму фиксированного (по абсолютной величине) платежа с добычи.

Традиционные концессии оставались единственным и по существу неизменным видом соглашений в мировой нефтяной промышленности вплоть до 1948 года, когда Венесуэла положила начало процессу их модификации, введя в практику деление прибылей инофирмы в соотношении 50:50, т.е. налог на прибыль корпораций. С тех пор многие из невыгодных принимающим странам положений, присущих традиционным концессиям, были существенно изменены, и в настоящее время этот (изначальный) тип концессионных соглашений практически перестал существовать. Однако сама концессионная система сохранилась как в развивающихся, так и в развитых капиталистических странах, хотя зачастую и под другими названиями (лицензии, аренда, разрешения и т.п.). Объединяющим элементом всех существующих соглашений данного типа, определяющим их принадлежность к концессионной системе, является наличие положения о долгосрочной передаче прав собственности на разрабатываемые недра инвестору.

В настоящее время концессии остаются широко распространённым типом соглашений в мировой нефтедобывающей промышленности: в начале 80-х годов прошлого столетия они были зафиксированы в 121 стране.

Типичная модернизированная концессия содержит следующие положения:

- площадь концессии, как правило, не превышает ограниченного числа участков, на которые разбита территория страны, включая шельфовую зону;
- продолжительность концессии резко сокращена, однако, если к моменту завершения срока её действия будет налажена коммерческая добыча, концессия может быть продлена на новых, согласованных обеими сторонами условиях;
- как правило, оговаривается прогрессивный возврат неиспользуемых и бесперспективных участков, а при отсутствии открытия новых месторождений концессия может быть возвращена в собственность принимающего государства до истечения срока её действия (в течение 6-10 лет);
- правительство обладает правом некоторого контроля над принимаемыми концессионером решениями и частичного участия в управлении концессией (даже если не имеет доли в активах последней);
- иногда предусматривается прямое государственное участие (как правило, незначительное) в активах концессии, т.е. создание совместного предприятия концессионного типа;
- денежные отчисления инофирмы в пользу принимающей страны в настоящее время обычно включают: платежи с добычи (роялти), платежи с дохода (налоги на чистую прибыль), арендную плату (ренталз), единовременные премиальные выплаты (бонусы). На начальном этапе применения модернизированных концессий ренталз и

бонусы условиями соглашений обычно не предусматривались, а роялти и налоги на чистую прибыль начислялись инофирме по фиксированным ставкам. В настоящее время ставки платежей с добычи и дохода зачастую устанавливаются по скользящей шкале в зависимости от условий разработки, прогрессируя с ростом добычи или цен на нефть и т.д.

Контракты на предоставление услуг или сервисные контракты «service contracts»

Отличительной чертой типичного *контракта на предоставление услуг с риском* от контракта о разделе продукции является то, что оплата услуг компании производится, как правило, в денежной форме. Тогда как во втором случае и погашение издержек инофирмы, и формирование её прибыли осуществляются поставками продукции, т.е. нефтью. Таким образом, если при заключении контракта о разделе продукции первоочередной целью инофирмы является обеспечение поставок нефти, то при риск-контракте – получение не товарной, а денежной массы.

Риск-контракты бывают двух типов: с риском не распределяемым и распределяемым между сторонами.

При заключении контракта на предоставление услуг с риском, не распределяемым между сторонами, на компанию-подрядчика возлагается весь риск поисково-разведочных работ; она же должна обеспечить все капиталовложения, необходимые для разведки и разработки месторождения. Если в установленные соглашением сроки коммерческие запасы нефти не обнаружены, контракт расторгается без возмещения подрядчику израсходованных им средств. При обнаружении промышленных залежей расходы инофирмы возмещаются принимающим государством (национальной нефтяной компанией) в течение согласованного сторонами периода после начала эксплуатации месторождения, причём с выплатой не только процента на инвестированный компанией капитал, но и вознаграждения за риск.

Открытое инофирмой месторождение обычно она же и обустроивает и, как правило, передаёт для эксплуатации государственной нефтяной компании, но в редких случаях может сама разрабатывать месторождение. В качестве вознаграждения за риск инофирма получает преимущественное право на закупку в течение определённого времени у государственной нефтяной компании 20–50 % добываемой на данном месторождении нефти по ценам на 3–10 % ниже рыночных.

Таким образом, компенсационные выплаты инофирме зависят (по массе) от уровня добычи; поэтому риск-контракты применяются, как правило, в странах с большой вероятностью обнаружения крупных месторождений нефти. По-видимому, именно поэтому география таких контрактов, по приводимым в литературе данным, представляется значительно менее широкой, чем у концессий или контрактов о разделе продукции, хотя в то же время в пределах этих немногих стран риск-контракты могут иметь довольно широкое распространение.

Контракты на предоставление услуг с риском, распределяемым между сторонами, заключаются обычно государствами не только с надёжно обоснованными благоприятными перспективами нефтеносности, но и с устойчивым финансовым положением, позволяющим принимающей стороне взять на себя либо частично, либо полностью риск ПРР (в последнем случае риск-контракт превращается, по сути, в контракт на предоставление технической помощи).

Финансовые преимущества риск-контракта этого типа для принимающей страны очевидны: компенсационные выплаты инофирме в этом случае меньше на величину процента на инвестированный в разведку и разработку месторождения капитал плюс величина скидки с цены на часть добычи по сравнению с контрактом на предоставление услуг с риском, не распределяемым между сторонами. Но в подавляющем большинстве случаев принимающие страны, заключая риск-контракты, предпочитают указанным «отложенным» финансовым преимуществам перспективу немедленного переложения риска, как правило, крупных инвестиций в ПРР на инофирму.

Контракты на предоставление услуг без риска (чисто сервисные) являются, по мнению автора, наиболее широко применяемым типом контрактов. Даже в рамках концессий, соглашений о разделе продукции и на предоставление услуг с риском, как

правило, применяются чисто сервисные контракты, поскольку большая часть действующих в нефтяной промышленности соглашений – генподрядные.

Поэтому вид соглашения определяется характером связи между генподрядчиком и принимающей страной, а взаимоотношения между генподрядчиком (который может быть как подрядчиком, так и концессионером) и подрядчиками не влияют на определение вида соглашения, поскольку находятся на более низком иерархическом уровне. Связи между генподрядчиком и субподрядчиками являются в большинстве своём чисто сервисными контрактами. По этому типу контрактов фирмы работают за четко фиксированное вознаграждение – денежное или нефтью – и не несут риска ПРР, даже если их выполнение входит в круг обязанностей подрядчика.

Основные условия соглашений

Права собственности – главный элемент при определении вида соглашения.

В случае концессии принимающее государство (собственник недр) уступает право собственности на разрабатываемые природные ресурсы концессионеру (физическому или юридическому лицу). При создании совместного предприятия на базе предоставленной инофирме концессии государство уступает концессионеру право собственности на часть разрабатываемых природных ресурсов, соответствующую доле инофирмы в совместном предприятии. В случае контракта любого типа (а, следовательно, и при создании совместного предприятия на его основе) право собственности на разрабатываемые природные ресурсы сохраняется за принимающей страной и, как правило, защищается действующим в ней законодательством.

При контрактах не только земля и её недра, но и добытая нефть являются юридической собственностью принимающего государства, и ему принадлежит право распоряжаться ими. Однако как при концессии, так и при контрактах средства и предметы труда (кроме произведённой продукции) принадлежат инофирме, на которую возложены и все текущие расходы. Поэтому, сохраняя за собой по контракту право собственности на природные богатства, принимающая сторона передаёт на время контракта право распоряжаться этими богатствами компании-подрядчику.

Права контроля. Контроль над традиционной концессией был сосредоточен полностью в руках концессионера, который единолично определял время, место и интенсивность ПРР, принимал решение о вводе новых месторождений в эксплуатацию, устанавливал уровень добычи и цен на нефть. Принимающая страна была по существу устранена от участия в управлении концессией. Там же, где имело место участие, оно ограничивалось, как правило, включением нескольких представителей принимающей страны в Совет директоров компании-концессионера (или некоторых из компаний, получивших концессию), что носило чисто символический характер и на процесс принятия решений эффективного влияния не оказывало.

Правительство принимающей страны обычно имеет право на некоторый контроль принимаемых концессионером решений и на частичное участие в управлении модернизированной концессией, даже если не имеет доли в её активах, например, утверждая минимальную программу работ, планы разработки месторождений, уровень цен для начисления налогов и роялти. Таким образом, государство контролирует деятельность концессионера на уровне принятия стратегических решений и, как правило, не вмешивается в вопросы повседневного управления модернизированной концессией. При заключении контракта любого вида права контроля принадлежат принимающей стране. В контрактах о разделе продукции и риск-контрактах первого типа (на предоставление услуг с риском, не распределяемым между сторонами) реализация этих прав осуществляется путём создания государственной нефтяной компанией совместного предприятия с компанией-подрядчиком.

Срок действия соглашений. Первый этап (первоначально установленный в соглашении, т.е. без учёта возможных продлений) обычно равен 3–8 годам. Его продолжительность тем больше, чем сложнее природные условия в принимающей стране и чем менее изучены перспективы её нефтеносности, поэтому на шельфе и в особо трудных районах суши может достигать 15–17 лет. Как правило, при оговорённых условиях он может возобновляться или продлеваться (в том числе автоматически) 2–3 раза на

период от 1 года до 5 лет. Соглашение может также содержать пункт о расторжении в случае, если к концу первого этапа ПРР не будут получены коммерческие притоки нефти. Продолжительность периода разработки обычно устанавливается в пределах 15–30 лет, как правило, с момента подписания соглашения (включая период ПРР, что выгоднее для принимающей страны), реже – с момента открытия коммерческих запасов (исключая период ПРР, что выгоднее для инофирмы).

Платежи инофирмы. Совокупность платежей инофирмы, предусмотренную различными видами существующих в нефтяной промышленности соглашений, можно разбить на четыре группы (табл. 1):

- 1) разовые платежи (бонусы);
- 2) арендная плата (ренталз);
- 3) платежи с добычи (роялти);
- 4) платежи с дохода (налоги).

Таблица 1 – Типичное сочетание основных групп платежей инофирмы в соглашениях разных видов

	Платежи			
	налоги	роялти	ренталз	бонусы
Концессии				
Традиционные	нет	есть	нет	нет
Модернизированные	есть	есть	есть	есть
Контракты				
О разделе продукции	есть, но при прямом разделе продукции могут отсутствовать	как правило, нет (так как автоматически входят в часть продукции, переходящей государству), но в последнее время начинают появляться	есть	есть
О предоставлении услуг:				
• с риском	есть	есть	есть	есть
• без риска	есть	нет	нет	есть

Бонусы, являясь разовым платежом, не служат значительным (по сравнению с платежами с дохода и добычи) источником финансовых поступлений для принимающей страны и поэтому должны рассматриваться в качестве дополнительной статьи увеличения государственных доходов. Но они являются хронологически первым, хотя и несистематическим, видом платежа. Поэтому, оговаривая в соглашении систему бонусов, государство имеет право изымать денежные средства у инофирмы не только до начала получения ею чистого дохода (после чего система платежей с дохода начинает обеспечивать поступления в казну) или до начала добычи (после чего начинает действовать система платежей с добычи), но даже и до начала инвестиционной деятельности инофирмы.

Бонусы могут быть составной частью соглашения любого типа (как концессионного, так и каждой разновидности контракта) и приурочены к различным этапам его реализации. Выплата бонусов в ряде стран закреплена в законодательном порядке, но чаще и количество, и размер разовых платежей являются предметом переговоров.

Особенности отдельных видов нефтяных контрактов, заключённых зарубежными государствами

Кот д'Ивуарское соглашение о разделе продукции

Природно-географические характеристики

Расположение: Западная Африка омывается Атлантическим океаном (Гвинейский Залив).

Соседи: Буркина Фасо, Гана, Гвинея, Либерия, Мали.

Координаты: 4,5°–11° северной широты, 2,5°–8,5° западной долготы.

Площадь:

- общая – 322,460 км²;
- земля – 318,000 км²;
- вода – 4,460 км².

Сухопутные границы:

- общая протяжённость – 3,110 км;
протяжённость границ с Буркина Фасо – 584 км, Гана – 668 км, Гвинея – 610 км, Либерия – 716 км, Мали – 532 км.

Береговая линия – 515 км.

Кот д'Ивуар преимущественно равнинная страна, покрытая влажнотропическими лесами на юге и высокотравной саванной на севере. Основные природные различия в стране определяются особенностями климата – постоянно влажного экваториального на юге и переменного влажного субэкваториального на севере. С юга на север, по мере ухудшения условий увлажнения, сомкнутый вечнозелёный лес сменяется саванной.

Рельеф Кот д'Ивуара – поверхность страны характеризуется малыми колебаниями высот и слабовыраженными водоразделами. Однообразные равнинные ландшафты нарушаются только на крайнем западе, где на стыке границ с Гвинеей и Либерией возвышается гора Нимба (1752 м), а несколько восточнее – горный массив Ман (1300 м). Слабая расчленённость поверхности благоприятствует развитию дорожной сети, но в то же время вследствие низкой водопроницаемости грунта затрудняет использование грунтовых дорог – в дождливое время года они «раскисают» или уходят под воду.

Многие сельские районы в дождливый сезон оказываются отрезанными от внешнего мира. С другой стороны, незначительные уклоны поверхности уменьшают интенсивность эрозии и облегчают борьбу с ней. Береговая линия очень слабо изрезана и лишена естественных бухт. Сеть лагун, протянувшихся более чем на 300 км вдоль восточного участка побережья, не имеет естественного выхода в море, что долгое время не позволяло использовать их для стоянки судов. В 1950 году был прорыт судоходный канал, соединивший крупнейшую лагуну Эбрие с морем, что сделало её первоклассной морской гаванью, обслуживающей порт Абиджана.

Нефть и газ в Кот д'Ивуаре

Производство газа и нефти является одним из ведущих направлений в экономике Кот-д'Ивуара. Ивуарское руководство уделяет пристальное внимание развитию этого сектора, наряду с сельскохозяйственным, который призван стать «второй опорой» (после производства какао и кофе) национальной экономики и сыграть решающую роль в обеспечении экономического роста в Кот д'Ивуаре на период до 2030 года.

С 2006 года добыча нефти и газа стали более важными двигателями экономической активности, чем выращивание какао.

Руководство страны предпринимает усилия по привлечению иностранных капиталов в этот сектор экономики.

Ведущие позиции в области поиска и добычи газа и нефти занимают частные компании из США и Канады, англо-голландская «Shell» и России «ЛУКОЙЛ».

В сентябре 2005 года правительство Кот-д'Ивуара, компании «Vanco Côte d'Ivoire Ltd.» и «Petroci Holding» подписали соглашение о разделе продукции на блоке CI-401, а через 2 года к ним присоединился «ЛУКОЙЛ». Спустя 4 года работы в Кот-д'Ивуаре «ЛУКОЙЛ» сообщил об открытии им в консорциуме с иностранными компаниями месторождения.

В 2012 году «LUKOIL Overseas Côte d'Ivoire Ltd.» совместно с американской «Vanco Côte d'Ivoire Ltd.» и госкомпанией Кот-д'Ивуара «Petroci Holding» обнаружили запасы нефти и газа на блоке CI-401 на шельфе Кот-д'Ивуара. Российской компании принадлежит 56,66 % в проекте.

Модель соглашения о разделе продукции в Кот д'Ивуаре

Часть I (регулирующие условия)

Содержит нормы и процедуры, регулирующие право подрядчика на ведение операций с нефтью. Сюда относятся описание или идентификация области контракта, схемы отказа от области контракта, продолжительность контракта, возможное деление этого периода на период поисково-разведочных работ, период развития и период производства, а также обязательная программа поисково-разведочных работ и обязательства расходов на последние. Если соглашение о разделе продукции интегрировано с

исключительной лицензией, предоставленной государственной стороне, условия относительно области контракта, отказа от области контракта, продолжительности и обязательств поисково-разведочных работ должны быть идентифицированы ссылкой на соответствующие условия, предусматриваемые данной лицензией.

Описание контрактной территории. Здесь описаны точные координаты и физические границы контрактной территории.

Карта контрактной площади. Она включается в контракт и является стандартной его частью. На неё выносятся границы участка.

Часть II (финансовые условия и размещение производства)

Эта часть содержит условия, которые отражают тот факт, что уполномоченные нефтяные действия должны быть осуществлены в странах со слабо развитой экономикой и соответственно слабой валютой. Обычные условия включают права подрядчика распоряжаться продукцией (право экспортировать и право извлекать доходы из экспортных продаж за границей в пределах, превышающих выплату налога и погашение других местных финансовых обязательств), финансовые вопросы (финансирование в долларах США), банковский вопрос, вопросы валютного обмена и перемещения средств за границу, вопросы страхования.

Финансирование. Контрактор обеспечивает все финансирование и технологию, которые требуются для осуществления деятельности по контракту, и берёт на себя риск, связанный с материальными затратами. Поэтому он экономически заинтересован в эффективной разработке месторождения на контрактной площади.

Часть III (покрытие расходов, раздел производства, налоги на доходы и прибыль)

Содержит правила и процедуры, касающиеся раздела производства (включая вопросы компенсации и вознаграждения подрядчика) и подоходных налогов подрядчика. В Части III определяется прибыль государства и подрядчика. Часть III определяет, как именно производство нефти и газа разделено между государством-собственником нефти, государственной стороной и подрядчиком, а также выполнение процедур, связанных с покрытием затрат из стоимости нефти, с обложением подрядчика подоходным налогом, оценкой облагаемого налогом дохода подрядчика и решением вопроса, кто фактически должен оплатить этот налог. Часть III может также содержать условия, касающиеся экономической стабильности контракта. К Части III нужно также отнести правила, касающиеся возможностей и выбора, данных государственной стороне для содействия вложению инвестиций в разработку промышленных месторождений. С точки зрения подрядчика, положения Части III определяют экономическую жизнеспособность его предприятия.

Раздел добытой нефти. Оставшаяся после возмещения затрат часть добытой нефти делится между контрактором и «Petroci» на оговоренных в контракте условиях (часто от 10 до 15 % добытой нефти зависит от контракта). Подоходный налог с контрактора взимается после того, как «Petroci» забирает свою долю прибыли. Она же возмещает остальные налоги, связанные с проведением контрактных работ. Особенностью Ивуарийского контракта является то, что контрактор не платит роялти.

Часть IV (аспекты организации и сотрудничества)

Содержит правила и процедуры, касающиеся или включающие в себя сотрудничество между государственной стороной и подрядчиком. Часть IV содержит правила, касающиеся контроля, эксплуатации и сотрудничества между подрядчиком и государственной стороной. Часть IV касается контроля и принятия решения в отношении инвестиций, эксплуатационных вопросов, программ работы и соответствующих бюджетов, в той мере, в какой эти инвестиции, программы и бюджеты не были сделаны обязательными, а также деклараций об открытых промышленных месторождениях и подготовки планов разработки таких месторождений (планы разработки). В исключительных случаях контракт может предусматривать государственное участие на стороне подрядчика. В такой ситуации упомянутый государственный участник делит права и обязанности подрядчика и становится со подрядчиком.

Управление. «Petroci» представляет правительство Кот д'Ивуара перед контрактором. Он осуществляет управляющий контроль и подрядчик отвечает перед «Petroci» за свою деятельность в соответствии с условиями контракта. От подрядчика требуется следовать ежегодной программе работ и смете текущих расходов, которые проверяются и утверждаются «Petroci».

Право собственности на оборудование и информацию. Все оборудование, которое покупается и завозится в Кот д'Ивуаре подрядчиком, становится собственностью «Petroci». Оборудование обслуживающих компаний и арендованное оборудование возвращается. Вся полученная при проведении контрактных работ информация является собственностью «Petroci».

Часть V (юридические и внеэксплуатационные вопросы)

Содержит условия, касающиеся вопросов, которые носят скорее юридический, нежели эксплуатационный характер. Назовём некоторые из них:

- обязательство подрядчика обеспечить гарантии материнской компании или банковские гарантии относительно выполнения обязательной программы поисково-разведочных работ и/или обязательств несения расходов по проведению поисково-разведочных работ или даже относительно выполнения работы подрядчика в целом;
- ответственность подрядчика в отношении третьих лиц и государства за ущерб, вызванный выполнением уполномоченных действий по производству нефти;
- обязательство подрядчика обезопасить государство и государственную сторону от исков, которые могут быть предъявлены третьими лицами в связи с уполномоченными действиями;
- приобретение государственной стороной в собственность земли, движимого и недвижимого имущества;
- вопросы, касающиеся внесения коррективов, завершения, ратификации или правительственного одобрения контракта;
- действующий закон;
- урегулирование споров.

Обязательства по обеспечению занятости. Контрактор обязан по контрактному обязательству принимать на работу определённое количество рабочей силы из страны (75 % от общего рабочей силы).

Нигерийское нефтяное соглашение

Федеративная республика Нигерия расположена в западной части Африки на побережье Атлантического океана. Столица – г. Абуджа (до 1991 года столицей был Лагос, остающийся главным экономическим и финансовым центром). Страна граничит с Нигером на севере, с Бенином на западе, с Чадом на северо-востоке, с Камеруном на востоке и юго-востоке. На юге Нигерия омывается водами Гвинейского залива. Население страны в 2011 году превысило 155 млн чел. (1-е место в Африке и 8-е место в мире).

Нигерия является одним из ведущих производителей энергоресурсов в Африке и в мире. Страна обладает богатыми нефтяными запасами – 37,2 млрд баррелей разведанных запасов по состоянию на конец 2010 года. Нефтяной сектор обеспечивает 95 % экспортных доходов и 40 % доходной части государственного бюджета. Добыча и экспорт нефти достигли своего максимума в середине 2000-х гг. (в 2004 году было экспортировано 125 млн тонн нефти). Производство и поставки природного газа растут, в 1999 году страна начала экспортировать СПГ.

Управление топливно-энергетическим комплексом Нигерии осуществляет Министерство нефти (Ministry of Petroleum Resources). В рамках министерства создан Департамент нефтегазовых ресурсов (ДНР), осуществляющий государственное регулирование в сфере нефтяной и газовой промышленности страны. Департамент контролирует процесс добычи нефти, её транспортировки и переработки. ДНР проводит мониторинг качества нефтяной продукции на соответствие гостребованиям. Другие функции включают выдачу лицензий, продление разрешений на разведку и добычу углеводородов. Департамент также осуществляет оперативную проверку любого месторождения на соответствие требованиям эксплуатации.

В 1977 году была образована государственная компания «Nigerian National Petroleum Corporation» (NNPC) для регулирования нефтегазовой отрасли страны. В 1988 году в составе NNPC были выделены 12 компаний для более эффективного управления отраслью. Главными зарубежными партнёрами NNPC, действующими на основе Совместного Предприятия (СП) и Соглашения о Разделе Продукции (СРП) в Нигерии, являются «Chevron», «Shell», «Eni», «Total», «ExxonMobil».

Образцовый контракт о разделе продукции. Этот образцовый контракт предусматривает различие между первым и вторым траншем продукта. Первый транш продукта (10 % от общего продукта в течение первых пяти лет нефтедобычи и 20 % в последующие годы) распределяется между государством и подрядчиком в соотношении 50/50 по природному газу и в увеличивающихся пропорциях для нефти. Пропорции нефти увеличиваются от 50/50, 60/40 до 70/30 в зависимости от серии трёх последовательных ежедневных траншей продукта (0–50000 баррелей/день, 50001–150000 баррелей/день и более 150000 баррелей/день). Второй транш продукта (90 % или 80 % всего продукта) зарезервирован, прежде всего, для целей возмещения затрат. Возмещаемые затраты включают в себя инвестиционные кредиты на разведку и капитальные затраты (равным по стоимости 127 % этих затрат) и операционные затраты (определяемые как сумма затрат на разведку, некапитальные затраты и амортизации основных фондов капитальных затрат). Инвестиционные кредиты должны быть возмещены из второго транша продукта, исходя из принципа первоочередности. Подоходные налоги выплачиваются в денежной форме, а не натуральной. Таким образом, налоговая нефтяная часть отсутствует. Та часть второго транша продукта, что остаётся после возмещения затрат, распределяется между Совместным управлением и подрядчиком в тех же пропорциях, что и первый, распределённый между ними транш. Сюда также могут включаться Обязательства Внутренней Поставки (ОВП) в размере 10 % экспортной цены с 60-месячной отсрочкой выполнения ОВП.

На практике возможны и иные схемы раздела продукта, которые применяются в соответствии с обстоятельствами того или иного конкретного случая. Нигерийскую методику раздела продукции между государством и инвестором при подписании СРП в сфере добычи углеводородов можно представить в виде схемы.

Таким образом, совокупный доход инвестора состоит из компенсационной продукции, прибыльной части инвестора за вычетом капитальных, эксплуатационных (операционных) затрат, а также ресурсных платежей, государственных страховых взносов и налога на прибыль. В свою очередь, совокупный доход государства составляет прибыльная часть государства, ресурсные платежи, государственные страховые взносы и налог на прибыль. В составе затрат инвестора выделяют капитальные затраты (геологическое изучение, включая исследовательскую и промышленную разработку, оборудование и промышленную разработку месторождения), эксплуатационные (операционные) затраты по добыче углеводородов и другие затраты, состав которых является предметом переговоров при заключении СРП и фиксируются в тексте соглашения.

Данная схема предполагает ежеквартальное распределение продукции, при этом максимальная величина компенсационной продукции не может быть больше 70 % от общего объёма (стоимости) произведённого в соответствующем периоде углеводородного сырья.

В соответствии с Нигерийским законодательством СРП представляет собой долгосрочный инвестиционный договор между государством Нигерии и инвестором, согласно которому инвестор за свой счёт и на свой риск осуществляет согласованный объём работ по разведке и добыче полезных ископаемых на конкретном участке недр и получает в вознаграждение часть добытых полезных ископаемых (продукции).

Российские нефтяные контракты

В России создана уникальная и противоречивая система отношений недропользования. Она объединяет лицензионную систему с договорной. Лицензионная основана на административном праве в соответствии с Законом о недрах, договорная – на гражданском в соответствии с законом «О соглашениях о разделе продукции». Практически

во всех нефтедобывающих странах принята одна система доступа к недрам: либо лицензионная, либо договорная. Для лидеров мирового нефтяного рынка преобладающим является гражданско-правовой подход к отношениям недропользования, базирующийся на договорах концессий или СРП.

История СРП в России началась в 1994 году, когда было подписано СРП по «Сахалину-2». В настоящее время в России осуществляется 3 проекта в режиме СРП – «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьяга». Решение о разработке месторождений на условиях СРП принимается в случаях, когда их освоение в режиме действующего налогового законодательства нерентабельно. Недропользование на условиях СРП позволяет привлечь необходимые инвестиции для освоения новых перспективных участков, а также крупных и уникальных месторождений, расположенных в труднодоступных и малоосвоенных местах.

Соглашения о разделе продукции относятся к гражданско-правовым договорам, инвестиционным контрактам и имеют форму экономической концессии, поэтому их можно рассматривать как смешанные предпринимательские договоры. Перечни участков недр, право пользования которыми предоставляется на условиях соглашения о разделе продукции, устанавливаются федеральными законами, а в отдельных случаях решениями Правительства РФ и органа государственной власти соответствующего субъекта Российской Федерации.

Порядок, определяющий условия раздела произведённой продукции, установлен в Законе РФ от 30.12.1995 г. №225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» и предполагает два варианта раздела: прибыльной продукции или добытой (произведённой) продукции.

При первом варианте порядок раздела включает следующие этапы:

- 1) определение общего объема произведённой продукции и её стоимости;
- 2) определение части произведённой продукции, которая передаётся в собственность инвестора для возмещения его затрат на выполнение работ по соглашению о разделе продукции (компенсационная продукция);
- 3) раздел между государством и инвестором прибыльной продукции, под которой понимается произведённая при выполнении соглашения продукция за вычетом её части, стоимостный эквивалент которой используется для уплаты налога на добычу полезных ископаемых в бюджет, и компенсационной продукции за отчётный (налоговый) период;
- 4) передача инвестором государству принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения части прибыльной продукции или её стоимостного эквивалента;
- 5) получение инвестором прибыльной продукции, принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения.

При использовании в соглашении указанного порядка раздела прибыльной продукции предельный уровень компенсационной продукции инвестора не должен превышать 75 %, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации – 90 % общего объёма произведённой продукции. При этом состав затрат, подлежащих возмещению инвестору за счёт компенсационной продукции, определяется соглашением в соответствии с законодательством России. Соглашение должно предусматривать увеличение доли государства в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения.

При втором варианте раздела произведённой продукции, в нём должны быть установлены следующие условия и порядок:

- 1) определение общего объема произведённой продукции и её стоимости;
- 2) раздел между государством и инвестором произведённой продукции или стоимостного эквивалента произведённой продукции и определение принадлежащих государству и инвестору долей произведённой продукции, причём доля государства в общем объёме произведённой продукции должна составлять не менее 32 % от общего количества произведённой продукции;
- 3) передача государству принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения части произведённой продукции или её стоимостного эквивалента;
- 4) получение инвестором части произведённой продукции, принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения.

В целях обеспечения эффективности инвестиционных вложений соглашения о разделе продукции заключаются, как правило, по итогам конкурса или аукциона.

При конкурсной системе победителем признается заявитель, отвечающий условиям конкурса и представивший экономически приемлемые и наиболее соответствующие требованиям охраны недр и окружающей природной среды технические решения. В случае если на конкурс подана только одна заявка, лицензия на право пользования недрами может быть предоставлена этому заявителю на условиях объявленного конкурса. При аукционной системе предоставления лицензий победителем признаётся претендент, предложивший наибольшую плату за получение права на пользование недрами. Порядок проведения и условия конкурса или аукциона на право пользования участком недр для заключения соглашения о разделе продукции определяются в соответствии с законодательством Российской Федерации согласно нормам ГК РФ с учётом положений Закона «О соглашениях о разделе продукции». Среди оснований заключения соглашения о разделе продукции без проведения конкурса (аукциона) предусмотрены следующие:

- интересы обороны и безопасности государства требуют заключения соглашения о разделе продукции с определённым инвестором;
- объявленный конкурс (аукцион) признан не состоявшимся из-за участия в нём только одного инвестора;
- инвестор является пользователем участка недр, в отношении которого планируется заключить соглашение о разделе продукции;
- переговоры о заключении соглашения о разделе продукции были начаты до вступления Закона «О соглашениях о разделе продукции» в силу.

Заключение

В статье рассмотрены основные типы нефтяных контрактов и показано, что до начала 1970-х годов нефтегазовые компании во всех странах мира работали на основании исключительных лицензий или контракта на право разработки месторождения. Исключительные лицензии предоставлялись владельцем нефти и газа на месте (им может быть как государство, так и частные владельцы, как, например, в США) юридическому лицу, обладающему необходимой квалификацией и финансовыми возможностями, и предоставляет держателю (лицензиату) право добычи ресурса из месторождения. Собственность на добытый ресурс переходит к лицензиату с того момента, когда нефть начинает поступать в скважину, пробуренную последним, до истечения срока лицензии.

Сравнительно новой формой договорного соглашения между зарубежной нефтегазовой компанией и государственным предприятием (государственной стороной) являются соглашения о разделе продукции (СРП).

Прорыв в области распространения СРП произошёл именно в то время, когда традиционные концессии и другие лицензии в государствах-членах ОПЕК (за исключением Ирана и Индонезии) были национализированы или закончились, или же их действие было прекращено с 60 % участием государства. Различные действия и меры, принятые государствами-членами ОПЕК, объяснялись и оправдывались ссылкой на необходимость ввести в действие Новый Международный Экономический Порядок (Торжественная Декларация Монархов и Глав государств, Алжир, 4–6 марта 1975 года). Эти события сделали более настоятельной потребность создания правового документа по нефти, который можно было бы сверить с принципами вышеупомянутого Устава Экономических прав и обязанностей государств (1974), но который в то же самое время не затруднял бы приток крайне необходимых иностранных инвестиций.

Нефтяной бизнес является одним из основных источников дохода страны, поэтому его развитие имеет огромное значение. Поскольку в этой области существует много рисков, чтобы защищать интересы каждой стороны, нужно подписать контракты для обеспечения точных деталей и правовой специфики обязательств государства и подрядчика.

Литература

1. Аюров В.Д. Мировой рынок природных ресурсов. – М. : Издательство Московского государственного горного университета, 2007. – 103 с.

2. Бинатов Ю.Г., Пельменева А.А., Ушвицкий Л.И. Формирование и развитие локального рынка нефти и нефтепродуктов. – Ставрополь : СевКавГТУ, 2007. – 182 с.
3. Бобылев Ю.Н., Четвериков Д.Н. Факторы развития рынка нефти. – М. : ИЭПП, 2006. – 179 с.
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Дунаев В.Ф. [и др.]. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник. – М. : Нефть и газ, 2006. – 352 с.
6. Дэниел Ергин. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. – М. : «Альпина Паблицер», 2011. – 960 с.
7. Донна Либ, Стивен Либ. Фактор нефти: как защитить себя и получить прибыль в период грядущего энергетического кризиса. – М. : «Вильямс», 2006. – 320 с.
8. 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.
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. 2. – 218 с.
10. Остальский А.В. Нефть: чудовище и сокровище. – СПб. : Амфора, 2009. – 256 с.
11. Савенок О.В., Кусов Г.В. Основы недропользования и лицензирования месторождений нефти и газа : методические указания по изучению дисциплины для студентов всех форм обучения направления «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 24 с.
12. Особенности нефтяных контрактов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/economy/2c0a65625b3bd78a4d53a89521316d36_0.html
13. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 43–47.
14. Антипова О.В. Интеграционные процессы в нефтяном секторе России // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 121–123.
15. Арутюнов Т.В. Проблемы и перспективы импортозамещения в секторе реального производства // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 124–126.
16. Башкаева Е.А., Ионова М.С., Шарифуллина И.И. Инновационная составляющая структуры внешнеэкономической деятельности нефтегазовых предприятий в России // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 127–129.
17. Арутюнов Т.В. Влияние сланцевого газа на мировой энергетический рынок // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 149–157.
18. Кусов Г.В. Некоторые аспекты совершенствования законодательства о недропользовании // Сборник докладов 4-й Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (29 сентября – 3 октября 2003 года, г. Анапа, Краснодарский край); Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «НК «Роснефть-Термнефть», ОАО «РосНИПИ-термнефть». – Краснодар : Издательство «ЭДВИ», 2004. – С. 442–443.
19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Правовые основы государственного контроля недропользования в нефтегазодобывающей промышленности // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2004. – Вып. 19. – С. 294–298.
20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Ответственность Буровой компании за нарушение законодательства в сфере природопользования // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2005. – Вып. 21. – С. 93–95.
21. Кусов Г.В. Современные тенденции в развитии общественных отношений в сфере недропользования в России // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 209–212.
22. Кусов Г.В. Правовые аспекты экологической экспертизы проектов в Российской Федерации // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 207–230.
23. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Анализ состояния рынка нефти и возможные пути его развития в современном мире // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 164–177.
24. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 194–197.
25. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 168–188.
26. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.

27. Савенок О.В. [и др.]. Проблемы перехода малых и средних нефтяных компаний в крупный бизнес. Качественное различие малого, среднего и крупного бизнеса в нефтегазовой отрасли // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>
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.
29. Savenok O.V., Kusov G.V., Barambonye Solange. Transition problems from small and medium oil companies into large business // 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. Раздел 2: Тенденции и перспективы корпоративного управления в современной России. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – С. 185–192.
30. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620243. Заявка № 2012621486. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Ayurov V.D. World market of natural resources. – M. : Moscow State Mining University Publishing House, 2007. – 103 p.
2. Binatov Yu.G., Pelmeneva A.A., Ushvitskiy L.I. Formation and development of the local market of oil and oil products. – Stavropol : SevKavGTU, 2007. – 182 p.
3. Bobylev, Yu.N.; Chetverikov, D.N. Factors of the oil market development. – M. : IEP, 2006. – 179 p.
4. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Dunaev V.F. [et al.]. Economics of oil and gas industry enterprises : a textbook for students. – M. : Oil and gas, 2006. – 352 p.
6. Daniel Yergin. Production: World History of the Oil, Money and Power Struggle. – M. : Al Pina Publisher, 2011. – 960 p.
7. Donna Leeb, Stephen Leeb. The Oil Factor: How to Protect Yourself and Make a Profit during the Coming Energy Crisis. – M. : «Williams», 2006. – 320 p.
8. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of the oil and gas fields development: a collection of normative acts and documents for the students of higher educational institutions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2010. – Part 1. – 248 p.
9. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of oil and gas fields development : a collection of normative acts and documents for university students. – Krasnodar : Publishing House – South, 2010. – Part 2. – 218 p.
10. Ostalsky A.V. Oil: a monster and treasure. – SPb. Amphora, 2009. – 256 p.
11. Savenok O.V., Kusov G.V. Fundamentals of subsoil use and licensing of oil and gas fields: methodological guidelines for the study of the discipline for students of all forms of education in the «Oil and gas business». – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2013. – 24 p.
12. Features of Oil Contracts. – URL : http://knowledge.allbest.ru/economy/2c0a65625b3bd78a4d53a89521316d36_0.html
13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of methods and technologies for the industrial development of the shale deposits hydrocarbon deposits deposits // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 3. – P. 43–47.
14. Antipova O.V. Integration processes in the Russian oil sector // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 121–123.
15. Arutyunov T.V. Problems and prospects of the import substitution in the real production sector // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 124–126.
16. Bashkaeva E.A., Ionova M.S., Sharifullina I.I. Innovation component of the foreign economic activity structure of the oil and gas enterprises in Russia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 127–129.
17. Arutyunov T.V. Shale gas influence on the world energy market // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 149–157.
18. Kusov G.V. Some aspects of improving the legislation on subsoil use // Collection of reports from the 4th International Conference «Development and production of hard-to-recover and high-viscosity oils» (September 29 – October 3, 2003, Anapa, Krasnodar Territory); Oil Company «Rosneft», JSC «Rosneft-Termneft», JSC «RosNIPImneft». – Krasnodar : EDVI Publishing House, 2004. – P. 442–443.

19. Kusov G.V., Savenok O.V. Legal bases of the state control of subsoil use in oil and gas extracting industry // Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». Krasnodar : SKO IA RF, 2004. – Proceedings of Krasnodar : SKO IA RF, 2004. 19. – P. 294–298.
20. Kusov G.V., Savenok O.V. Liability of a drilling company for violation of legislation in sphere of natural resources management // Collection of scientific works «Hypotheses, search, prognoses». – Krasnodar : SKO IA RF, 2005. – Proceedings : SKO IA RF, 2005. 21. – P. 93–95.
21. Kusov G.V. Modern tendencies in development of public relations in sphere of subsoil use in Russia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 209–212.
22. Kusov G.V. Legal aspects of the project ecological expertise in the Russian Federation // Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 207–230.
23. Kusov G.V., Povarova L.V. Analysis of the oil market condition and possible ways of its development in the modern world // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 2. – P. 164–177.
24. Nvisug-Bi Lei Kluwert, Savenok O.V. Review of bitumen and heavy oil fields development in Nigeria // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 194–197.
25. Nizug Bee Lei Kluwert. Analysis of the development methods of the high-viscosity oilfields and the natural bitumens deposits // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 1. – P. 168–188.
26. Povarova L.V., Kusov G.V. Normative and technical regulation of the ecological safety in oil and gas industry // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 195–216.
27. Savenok O.V. [et al.]. Problems of Transition of Small and Medium Oil Companies into Large Business. Qualitative difference of small, medium and large business in oil and gas industry // Polythematic network electronic scientific journal of Kuban State Agrarian University (Scientific journal of Kuban State Agrarian University). – Krasnodar : Kuban State Agrarian University, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>
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.
29. Savenok O.V., Kusov G.V., Barambonye Solange. Transition problems from small and medium oil companies to large businesses // Modern Russia: the potential of innovative solutions and strategic vectors of economic development: proceedings of the International Scientific Conference (November 7–8, 2018, Krasnodar) / edited by V.V. Prokhorovoi; FSBOU VPO «Kuban State Technological University», Department of Branch and Project Management. Section 2: Trends and prospects of corporate management in modern Russia. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – P. 185–192.
30. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of oil and gas fields development. Certificate of state registration of database № 2013620243. Application № 2012621486. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 550.8.08

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



RESEARCH OF ELECTROPHYSICAL PROPERTIES OF ROCKS OF KOVYKTINSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD

Меринов Иван Андреевич
главный специалист
Управления по организации
и контролю бурения скважин
на месторождениях и ПХГ,
ООО «Газпром инвест»
Ivanmerinov@bk.ru

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

Анискин Владимир Викторович
студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
vladimir.aniskin1996@mail.ru

Аннотация. В статье приведено теоретическое исследование электрофизических свойств образцов кернов Ковыктинского месторождения. Описаны виды поляризации и её характеристики, рассмотрены диэлектрическая проницаемость пород-коллекторов и абсорбционная ёмкость диэлектриков, приведены эквивалентные схемы для вычисления параметров слоистого диэлектрика, а также дано определение постоянной релаксации. Приведена методика экспериментального исследования (изучение диэлектрических характеристик образцов кернов Ковыктинского месторождения в зависимости от частоты и изучение диэлектрических характеристик образцов кернов Ковыктинского месторождения в зависимости от температуры).

Ключевые слова: исследование электрофизических свойств образцов кернов; виды поляризации и её характеристики; диэлектрическая проницаемость пород-коллекторов; эквивалентные схемы для вычисления параметров слоистого диэлектрика; абсорбционная ёмкость диэлектриков; определение постоянной релаксации; изучение диэлектрических характеристик образцов кернов в зависимости от частоты и температуры.

Merinov Ivan Andreevich
Chief specialist of the office
for organization and control
of well drilling on the fields
and underground gas storages,
LLC «Gazprom invest»
Ivanmerinov@bk.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich
Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of Oil and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Aniskin Vladimir Viktorovich
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological University
vladimir.aniskin1996@mail.ru

Annotation. The article presents a theoretical study of the electrophysical properties of core samples from the Kovyktinskoye field. The types of polarization and its characteristics are described, the dielectric constant of reservoir rocks and the absorption capacity of dielectrics are considered, equivalent circuits for calculating the parameters of a layered dielectric are given, and the constant relaxation is determined. An experimental study technique is presented (studying the dielectric characteristics of core samples of the Kovyktinskoye field depending on the frequency and studying the dielectric characteristics of core samples of the Kovyktinskoye field depending on temperature).

Keywords: study of the electrophysical properties of core samples; types of polarization and its characteristics; dielectric constant of reservoir rocks; equivalent circuits for calculating the parameters of a layered dielectric; absorption capacity of dielectrics; determination of constant relaxation; study of dielectric characteristics of core samples depending on frequency and temperature.

Введение

В последнее время в научном мире всё большее значение имеют многочисленные теоретические и экспериментальные исследования зависимости физических свойств горных пород и пористых материалов от структуры их порового пространства.

Структурное моделирование дисперсных систем широко используется в самых различных областях знания, начиная от углублённого изучения свойств горных пород и заканчивая теорией и технологией процессов химической адсорбции.

Горные породы представляют собой, по-видимому, наиболее распространённый класс пористых тел, изучение которых имеет решающее значение для многих областей человеческой деятельности. Добыча полезных ископаемых, возведение инженерных сооружений, земледелие, ирригация – вот далеко не полный перечень технологических процессов, где поровая структура коренных горных пород и их поверхностных слоёв во многом определяет те приёмы и методы, с помощью которых добиваются успехов в развитии технического прогресса.

Основной практической задачей изучения массива горных пород является определение существующих в нём различных физических полей: электрического, напряжений и деформаций, давлений и скоростей фильтрации, насыщенности, скоростей диффузии и переноса тепла. Подобные задачи решаются с помощью известных методов математической физики, возможность использования которых в современную эпоху широкого развития электронно-вычислительной техники обуславливается лишь знанием соответствующих граничных условий и физических свойств исследуемого массива. Изучение многих из этих свойств предусматривает проведение сложных лабораторных или натуральных исследований, поэтому представляет значительный интерес разработка новых методов определения физических свойств, основанных на существовании между ними вполне определённых количественных связей. Практически все физические свойства пористой горной породы должны определяться весьма ограниченным числом факторов, к которым относятся: особенности взаимодействия фаз в системе «горная порода – насыщающие её жидкости», структура порового пространства горной породы и, наконец, свойства её минерального скелета. Если под элементами структуры порового пространства понимать пористость, удельную поверхность и геометрию пор, то основным фактором, определяющим практически все физические свойства породы, является структура порового пространства.

Сложность структуры порового пространства реальных горных пород обуславливает значительные трудности в создании универсальных моделей, которые позволили бы связать друг с другом все физические свойства породы. Однако исследования в этом направлении, продолжающиеся до последнего времени, заставляют смотреть в будущее с известной долей оптимизма.

Среди многочисленных свойств дисперсных минералов важное место занимает электроповерхностные свойства, исследование которых широко развернулось во всём мире за последние 15–20 лет. Исследование состояния вещества на поверхности твёрдого тела отражает ряд явлений, к которым относятся электрофорез, электроосмос, потенциал протекания, мембранное равновесие, суспензионный эффект, электрометрия дисперсных систем и т.д. Практическое применение этих процессов возможно на основе чётких представлений о свойствах вещества вблизи поверхности твёрдого тела.

Многочисленные эксперименты убедительно доказали, что электроповерхностные свойства минералов во многом обусловлены их кристаллическим строением, ионообменной способностью, гидрофильностью и дисперсностью.

Виды поляризации и её характеристики

В электромагнитных полях породы поляризуются, проводят электрический ток и часть энергии поля теряется – переходит в тепловую (джоулевы потери в постоянном и диэлектрические в переменном полях). Кроме того, породы поляризуются и проводят ток при продавливании через них жидкости и приведении в контакт с другими влажными породами или электролитами.

Механизм поляризации, электропроводности и потерь у вещественно-, фазово-, структурно-неоднородных пород чрезвычайно сложен, различен у ионно- и электронно-проводящих пород, зависит от частоты поля, температуры и давления.

Поляризация в электрическом поле сводится к разделению в породах носителей зарядов разного знака и появлению в любом объёме пород электрического дипольного

момента. Поле вызывает в породах ряд процессов, способствующих их определённой поляризации, которая для ионно-проводящих пород (песков, песчаников, известняков и др.) в постоянном поле объясняется процессами:

- упругого смещения (электронов, атомов, ионов);
- ориентации (дипольных, сильносвязанных молекул);
- релаксации (ориентационной дипольной и ионной тепловой);
- миграции (объёмной поляризации);
- концентрационного перераспределения;
- электроосмоса.

Электронно-ионно-проводящие породы (угли, колчеданные, железные и другие руды) поляризуются аналогично ионно-проводящим. Правда, кроме указанных выше, в данном случае на поляризацию влияют ещё электролитические процессы. Поляризация упругого смещения, релаксационная и миграционная возникают и спадают относительно быстро. Остальные виды процессов поляризации развиваются и спадают гораздо медленнее (медленные виды поляризации). В связи с этим с ростом частоты поляризующего тока наблюдается все меньше различных видов поляризации.

Поляризация смещения (упругая). Она возникает в породах, содержащих заряженные и взаимосвязанные частицы, способные смещаться относительно друг друга под действием поля. Поляризация смещения подразделяется на электронную, атомную, ионную и упругую дипольную.

Чисто электронная поляризация возможна у неполярных атомов и молекул пород (атомов аргона, гелия, ксенона, молекул азота, кислорода, водорода и других газов), минералов с валентными кристаллами из однотипных атомов (сера, алмаз, графит, селен). Электронная поляризация наряду с ионной возникает и у ионных кристаллов. При этом виде поляризации в электрическом поле E смещаются относительно ядер орбиты электронов неполярных атомов и ионов среды и в объёме ΔV возникает дипольный момент – вектор поляризации:

$$\vec{P} = \lim_{\Delta V \rightarrow 0} \frac{\sum \vec{p}}{\Delta V},$$

где $\vec{p} = q \cdot \vec{l}$ – дипольный момент атома – вектор с направлением от отрицательного к положительному заряду; q – заряд электрона; l – среднее расстояние между полюсами диполя.

Электронная поляризация завершается за $10^{-14} \div 10^{-15}$ секунд при применении частот поляризующего поля от нулевых до оптических.

Атомная поляризация наблюдается у пород с валентными кристаллами из разносортных атомов. Последние связаны в молекулы силами обменного взаимодействия валентных электронов (ковалентная связь), и электроны внешних оболочек перераспределяются между атомами несимметрично, смещаясь в направлении атомов, имеющих более сильные связи; поэтому атомы приобретают заряды различной полярности. Поляризация под действием поля возникает в результате относительного смещения в молекулах заряженных атомов различного сорта.

Атомная поляризация $\vec{P}_a \ll \vec{P}_u$ устанавливается за время $10^{-11} \div 10^{-13}$ секунд, несколько большее времени становления электронной поляризации. Поляризация ионного упругого смещения предполагается у кварца, корунда, кальцита. Она возможна и в других ионных кристаллах (галит, сильвин и т.д.), кристаллическая решётка которых содержит плотноупакованные разнотипные ионы. Поляризация D в электрическом поле сводится к смещению ионов разного знака от положения их равновесия в кристаллической решётке. Она появляется за время $10^{-13} \div 10^{-14}$ секунд.

Ионная поляризация слабо зависит от частоты (до частоты инфракрасной области спектра). С ростом температуры поляризуемость увеличивается из-за ослабления упругой связи между ионами. Поляризация растёт у минералов, ионы которых имеют

большое значение отношения $\frac{a_e}{r_e^3}$ (a_e – поляризуемость молекулы ионного кристалла; r_e – радиус иона).

Поляризация упругого смещения D_y полярных молекул характерна для дипольных диэлектриков с сильносвязанными полярными молекулами, способными поворачиваться под действием поля лишь на небольшие углы.

Релаксационная (тепловая) поляризация. Она возникает у пород, содержащих слабосвязанные частицы, которые при тепловом движении могут изменять положение равновесия. Различают ориентационную дипольную, ионную тепловую и электронно-релаксационную поляризацию.

Ориентационная дипольная поляризация D_o характерна для пород, в составе которых содержатся вещества (вода, газы) с дипольными полярными относительно слабо- и упругосвязанными молекулами. Полярные молекулы с достаточной энергией теплового движения разрывают упругие связи с другими такими же молекулами и перебрасываются из одного равновесного состояния в другое. Поляризация выражается в преимущественной ориентации осей дипольных молекул по направлению поля. Тепловое молекулярное движение препятствует этому процессу, дезориентируя молекулы. Вследствие этого оси дипольных моментов до действия поля имеют любое пространственное направление, и результирующий дипольный момент породы равен нулю.

Время τ установления релаксационной поляризации (время релаксации) дипольных молекул полярных жидкостей (нефть, вода):

$$\tau = A \cdot \exp\left(\frac{U}{k \cdot T}\right),$$

где U – высота потенциального барьера, разделяющего два положения равновесия; A – постоянная величина, слабо зависящая от абсолютной температуры T ; k – постоянная Больцмана.

Породы с ориентационной поляризацией обладают электронной и нередко атомной или ионной поляризацией, связанной с их твёрдой фазой.

С ростом температуры и частоты поля ориентационная поляризация уменьшается. Она успевает развиться за $10^{-10} \div 10^{-7}$ секунд.

Поляризация D наблюдается не только у жидкой и полярной газовой фазы пород, но и у минералов с решёткой кольцевого и каркасного типа и неплотно упакованными частицами (кристаллогидраты, минералы глин, цеолиты). Все они содержат воду различного типа. Представителями этих групп минералов являются кордиерит, берилл, сподумен, мусковит, биотит, гипс, тальк и др.

Ионно-релаксационная тепловая поляризация D_i возможна у ионных кристаллов со слабосвязанными ионами, возникновение которых вызывается дефектами и особой структурой кристаллической решетки. Минералы и породы, в составе которых содержатся эти кристаллы, имеют также электронную и ионную поляризацию. Слабосвязанные ионы при тепловом движении срываются с мест их закрепления и перемещаются в кристаллах на расстояния, сравнимые с межатомными, преодолевая потенциальный барьер. Внешнее поле создаёт избыточный переброс ионов в своём направлении, что приводит к поляризации породы. Этот процесс компенсируется обратной диффузией ионов.

Время релаксации и траектории полярных молекул и слабосвязанных пород при тепловой поляризации определяются структурой и температурой пород.

Электронно-релаксационная поляризация D_e возникает из-за избыточных «дефектных» электронов или «дырок», которые активизируются тепловой энергией.

Миграционная (макроструктурная, объёмная) поляризация. Этот вид поляризации предполагается у пород, проводящие компоненты которых разделены непроводящими или воздухом. В рассматриваемом случае за короткое время положительные ионы проводящих включений перемещаются по полю, а отрицательные – в противоположном направлении и задерживаются в пределах включений у межфазной поверхности, так как второй компонент породы практически не проводит электрический ток. При этом виде поляризации возможны также миграция электронов к аноду и скопление положительных ионов на противоположном конце зерна с электронной проводимостью, включённого в непроводящую фазу.

В результате описанных процессов проводящие частицы породы поляризуются (миграционная поляризация) и приобретают дипольный момент d подобно большой молекуле. Рост поляризационного заряда заканчивается, если его поле полностью скомпенсировано приложенным полем. В установившемся режиме поле и ток в проводящих частицах отсутствуют. Миграционная поляризация завершается за время $10^{-6} \div 10^{-3}$ секунд, близкое ко времени установления ориентационной (дипольной) поляризации.

Время установления этих видов поляризации сравнимо с частотой используемых электромагнитных полей, поэтому они называются по сравнению с электронными и ионными видами медленными. Ещё более медленными являются рассматриваемые ниже виды электрохимической поляризации.

Суммарная поляризация складывается из различных видов поляризации, возможных у данного минерала или породы при определенных частоте электрического поля, температуре и давлении. Наибольших значений она достигает у электронно-ионно-проводящих и структурно-неоднородных пород в постоянном, достаточно напряжённом и длительно действующем электрическом поле, при низких температурах и давлениях. Средняя результирующая поляризация (алгебраическая сумма отдельных видов поляризации) электронно-ионно-проводящих пород.

В частности, при очень большой частоте поля, превышающей 10^{11} Гц, поляризация породы связана только с быстрыми видами поляризации (электронной, атомной и ионной), а поэтому она минимальна. При частоте поля $10^2 \div 10^{11}$ Гц возможны такие виды поляризации, как релаксационная и миграционная (объёмная), в связи с этим поляризация рассматриваемой породы возрастает. И, наконец, в постоянном длительно действующем поле могут возникать и остальные медленные виды поляризации, вследствие чего суммарная поляризация достигает максимальных значений.

Суммарная поляризация пропорциональна средней напряжённости E электрического поля, т.е.:

$$P = a_0 \cdot n \cdot E_{cp},$$

где n – число диполей в единице объёма породы; a_0 – средний условный коэффициент (поляризуемость) породы, значения которого уменьшаются с увеличением однородности породы и ростом частоты поля, температуры и давления.

Все виды поляризации, успевшие развиться за время τ обработки пород током, способствуют возникновению в них внутреннего поля, которое направлено обратно к полю приложенному. Вследствие этого напряжённость E приложенного к породе электрического поля ослабляется по сравнению с напряжённостью E среднего поля в ваку-

уме. Ослабление характеризует безразмерная величина $\varepsilon = \frac{E_{0cp}}{E_{cp}}$, названная диэлектри-

ческой проницаемостью. Она показывает, во сколько раз напряжённость электрического поля в диэлектрике (породе) ослабляется по сравнению с его напряжённостью в вакууме.

При заданном значении ε диэлектрическая проницаемость определяет поляризацию только относительно слабо проводящих сред. В хорошо проводящих веществах заряды будут перемещаться (мигрировать) до выравнивания их потенциалов, т.е. до того, как разность потенциалов U между зарядами окажется равной нулю. Это ослабляет взаимодействие зарядов и приводит к тому, что в природных проводниках и хорошо проводящих полупроводниках

$$E = \frac{U}{d} \approx 0,$$

где d – пройденный зарядом путь, а ε стремится к бесконечности.

Диэлектрическая проницаемость пород-коллекторов

Диэлектрическими потерями принято называть ту часть электрической энергии, которая переходит в тепло в диэлектрике. Потери наблюдаются как при переменном,

так и при постоянном напряжении. При постоянном токе диэлектрик характеризуется величиной удельного сопротивления, а при переменном токе величина диэлектрических потерь определяется по углу потерь δ :

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\varepsilon''}{\varepsilon'} \quad (1)$$

где $\delta = \frac{\pi}{2} - \varphi$, а φ – угол сдвига фаз между током и напряжением на электродах конденсатора с диэлектриком.

Процессы, происходящие в диэлектриках под воздействием внешнего электрического поля, описываются комплексной диэлектрической проницаемостью

$$\varepsilon^* = \varepsilon' - i\varepsilon'' = \varepsilon'_\infty + \frac{\varepsilon'_{\omega 0} - \varepsilon'_\infty}{1 + i\omega \cdot \tau} \quad (2)$$

где ε'_∞ – диэлектрическая проницаемость, измеренная на высокой частоте; $\varepsilon'_{\omega 0}$ – значение диэлектрической проницаемости при $\omega \rightarrow 0$; τ – время релаксации.

Из выражения (1) можно выразить величины ε' и ε'' :

$$\varepsilon' = \varepsilon'_\infty + \frac{\varepsilon'_{\omega 0} - \varepsilon'_\infty}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2} \quad (3)$$

$$\varepsilon'' = \frac{\varepsilon'_{\omega 0} - \varepsilon'_\infty}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2} \cdot \omega \cdot \tau \quad (4)$$

Эти величины называются соответственно активная и реактивная составляющие диэлектрической проницаемости. Активная составляющая комплексной диэлектрической проницаемости ε' соответствует относительной диэлектрической проницаемости, а реактивная составляющая ε'' характеризует поглощение энергии внешнего электрического поля в веществе и называется коэффициентом диэлектрических потерь. Активная и реактивные составляющие комплексной диэлектрической составляющей зависят от частоты (рис. 1).

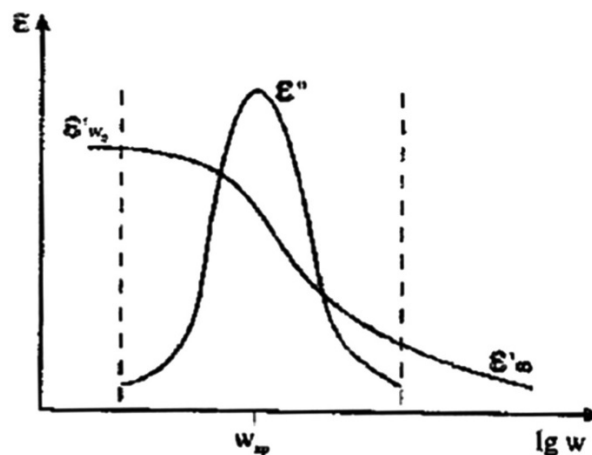


Рисунок 1 – Зависимость диэлектрической проницаемости ε от логарифма частоты $\lg w$

Потери при переменном токе больше потерь при постоянном токе, так как потери при постоянном токе определяются лишь энергией, необходимой для передвижения заряда в диэлектрике.

При переменном же токе ещё затрачивается энергия, необходимая для перераспределения поля внутри диэлектрика и перемещения ионов, необходимые для этого перераспределения.

Главным источником потерь служит рассеяние электромагнитной энергии при установлении поляризации. Поляризация – обратное смещение диэлектрических зарядов, возникающее в определённом направлении и следующее за каждым изменением приложенного напряжения.

Если скорость установления поляризации очень велика по сравнению со скоростью изменения электрического поля, то поляризация будет по фазе совпадать с полем, а поляризационный ток будет смещён по фазе относительно напряжения на 90° . Если же время поляризации очень велико по сравнению с длительностью полупериода, то поляризация не проявляется. Мерой скорости установления поляризации является время релаксации, в течение которого поляризация уменьшается в e раз. Тогда максимум диэлектрических потерь, сопровождающих поляризацию, проявляется в случае, когда время релаксации равно

$$\tau = \frac{1}{\omega}, \quad (5)$$

где ω – угловая частота переменного поля.

Эквивалентные схемы для вычисления $\operatorname{tg} \delta$ и ϵ слоистого диэлектрика

Для математического описания явлений в цепи переменного тока, содержащей конденсатор с диэлектрическими потерями, можно пользоваться схемой замещения, которая по своему действию аналогична заменяемому конденсатору.

Если слои диэлектрика соединены параллельно, т.е. плоскость раздела параллельна электрическому полю, то целесообразно пользоваться параллельной эквивалентной схемой для каждого из слоёв.

Построим векторную диаграмму токов и напряжений в случае параллельной схемы (рис. 2).

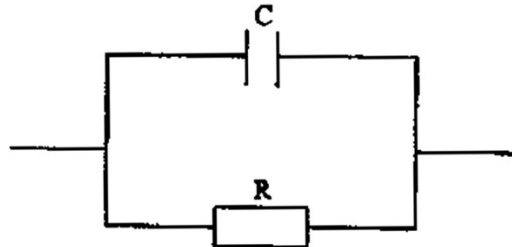


Рисунок 2 – Параллельное соединение

Падение напряжения на активном сопротивлении R и на конденсаторе R_c одинаково. Общий ток складывается из токов, проходящих через R и C :

$$U_{об} = U_c = U_r; I_{об} = I_c + I_r.$$

Напряжение на активном сопротивлении и ток, проходящий через него, находятся в одной фазе (рис. 3). В случае конденсатора ток I_c опережает напряжение U_c , на 90° .

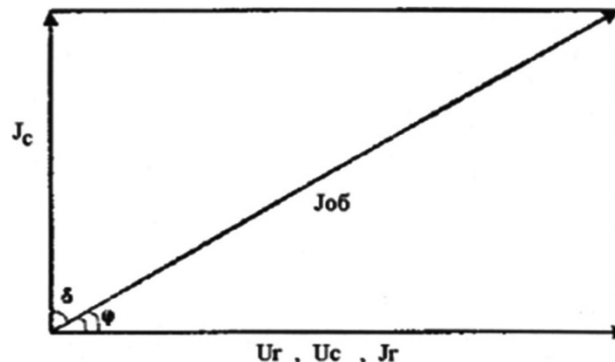


Рисунок 3 – Векторная диаграмма токов для параллельной схемы

Угол φ – сдвиг фаз между общим током $I_{об}$ и напряжением $U_{об} = U_c = U_r$. Однако в практике применяется угол, дополняющий угол φ до 90° . Этот угол называется углом диэлектрических потерь. Из диаграммы получаем:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{J_r}{J_c} = \frac{U_r \cdot R_c}{R \cdot U_c} = \frac{R_c}{R} = \frac{1}{\omega \cdot C \cdot R} = \frac{G}{\omega \cdot C}, \quad (6)$$

где G – электрическая проводимость.

При последовательном соединении слоёв (рис. 4) целесообразно пользоваться последовательной эквивалентной схемой для каждого из слоёв, так как полный ток в этом случае для обоих слоёв одинаков.



Рисунок 4 – Последовательное соединение

Ток, проходящий через активное сопротивление R и через конденсатор C , остаётся постоянным (рис. 5). Общее напряжение в цепи есть сумма напряжений на R и на C :

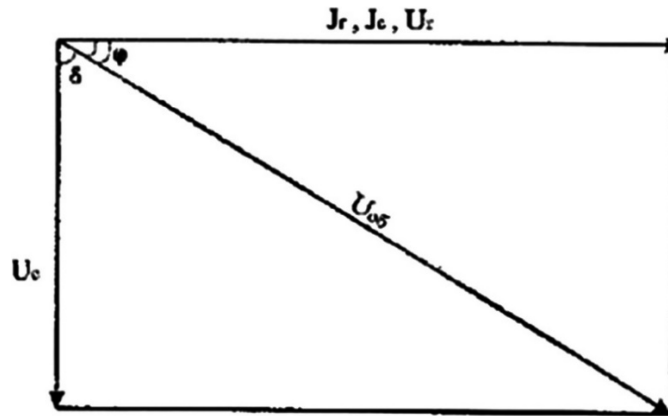


Рисунок 5 – Векторная диаграмма токов для последовательной схемы

$$I_{об} = I_r = I_c; U_{об} = U_r + U_c.$$

Из диаграммы получаем:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{U_r}{U_c} = \frac{R}{R_c} = R \cdot C \cdot \omega. \quad (7)$$

Абсорбционная ёмкость диэлектриков

Ток состоит из двух составляющих – сквозного тока $I_{ск}$ и абсорбционного тока $I_{аб}$. Абсорбционный ток изменяется по закону:

$$I_{аб} = I_{0аб} \cdot e^{\frac{t}{\tau}}, \quad (8)$$

где τ – постоянная времени спадания тока абсорбции.

$$I_{ск} = I_0 \cdot G_{ск} \text{ и } I_{аб} = I_0 \cdot S, \quad (9)$$

где $G_{ск}$ – сквозная проводимость; S – абсорбционная проводимость при $\omega \rightarrow 0$.

Основными причинами появления абсорбционного тока является:

- медленная ориентация дипольных молекул в полярных диэлектриках;
- образование объёмных зарядов за счёт перемещения в поле слабосвязанных зарядов;
- миграционная и межслоевая миграция в неоднородных диэлектриках и диэлектриках, содержащих проводящие включения.

В неоднородном диэлектрике перераспределения зарядов не будет, когда произведение диэлектрической проницаемости на удельное сопротивление $\varepsilon_i \cdot \rho_i$ остаётся постоянной для всех элементов объёма диэлектрика. Поэтому любые включения в диэлектрике (газо-водные поры, неоднородности и др.) в электрическом поле будут поляризовываться, превращаясь в макродиполи.

Ток абсорбции может существовать при всяких изменениях напряжения на диэлектрике, в частности, при синусоидальном напряжении. Потери мощности при переменном напряжении частотой ω будут больше, чем при постоянном напряжении.

При синусоидальном напряжении через диэлектрик идут три синусоидальных тока:

- 1) ёмкость тока $I_c = V \cdot C_\infty \cdot \omega$, C_∞ – геометрическая ёмкость диэлектрика при $\omega \rightarrow 0$;
- 2) ток абсорбции, который имеет активную $I'_{аб}$ и реактивную $I''_{аб}$ компоненты:

$$I'_{аб} = V \cdot S \cdot \frac{\omega^2 \cdot \tau^2}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2} \text{ и } I''_{аб} = V \cdot S \cdot \frac{\omega \cdot \tau}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}; \quad (10)$$

- 3) ток сквозной проводимости:

$$I_{ск} = \frac{V}{R_{ск}} = V \cdot G_{ск}.$$

Составляющие полного тока равны:

$$I_{ак} = I'_{аб} + I_{ск} = V \cdot \left(S \frac{\omega^2 \cdot \tau^2}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2} + G_{ск} \right); \quad (11)$$

$$I_{ре} = I''_{аб} + I_c = V \cdot \omega \cdot \left(C_\infty + \frac{S \cdot \tau}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2} \right); \quad (12)$$

$$\text{tg } \delta = \frac{I_{ак}}{I_{ре}} = \frac{\omega^2 \cdot \tau^2 \cdot (S + G_{ск}) + G_{ск}}{\omega \cdot (S \cdot \tau + C_\infty \cdot (1 + \omega^2 \cdot \tau^2))}, \quad (13)$$

где S – абсорбционная ёмкость; $G_{ск}$ – сквозная проводимость диэлектрика; C_∞ – геометрическая ёмкость диэлектрика.

$$I_{ре} = \frac{V}{R_{ре}} = V \cdot C \cdot \omega.$$

Отсюда полная ёмкость диэлектрика в переменном поле равна

$$C = C_\infty + \frac{S \cdot \tau}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}. \quad (14)$$

Полная ёмкость состоит из геометрической ёмкости C_∞ и абсорбционной ёмкости

$$C_{аб} = \frac{S \cdot \tau}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}.$$

Амплитуда переменного тока при наличии абсорбционной ёмкости выразится при пренебрежении $G_{ск}$ и C_∞ :

$$I_{аб}^2 = I_{аб}'^2 + I_{аб}''^2 \approx (V \cdot S)^2 \frac{\omega^4 \cdot \tau^4}{(1 + \omega^2 \cdot \tau^2)^2} + (V \cdot S)^2 \frac{(\omega \cdot \tau)^2}{(1 + \omega^2 \cdot \tau^2)^2} = (V \cdot S)^2 \frac{\omega^2 \cdot \tau^2}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}$$

или

$$I_{аб} = \frac{V \cdot C_{аб} \cdot \omega}{\sqrt{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}} \approx V \cdot S, \quad \omega \rightarrow 0. \quad (15)$$

Таким образом, появление абсорбционных токов в диэлектрике приводит к возникновению дополнительной абсорбционной ёмкости, изменяющейся с частотой поля в соответствии с выражением (14), описывающем закон частотной дисперсии.

При $\omega = 0$ $C_{аб\max} = S \cdot \tau$ достигает максимальной величины.

Абсорбционная ёмкость экспериментально может быть определена либо из частотного хода ёмкости, либо в постоянном поле по величине заряда q , накопленного в диэлектрике.

Определение постоянной релаксации τ

Для одного времени релаксации τ изменение абсорбционной ёмкости $C_{аб}$ с частотой описывается законом дисперсии:

$$C = C_{\infty} + \frac{C_{аб}}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}, \quad (16)$$

где C_{∞} – ёмкость при достаточно высоких частотах; $C_{аб}$ – абсорбционная ёмкость при $\omega \rightarrow 0$, τ – постоянная времени спада абсорбционного тока.

Постоянная времени релаксации τ может быть определена несколькими способами:

1. Определение τ из закона дисперсии:

Запишем (16) в виде

$$C_{аб} = (C - C_{\infty}) \cdot (1 + \omega^2 \cdot \tau^2). \quad (17)$$

Так как ёмкость C и частота ω изменяются так, что величина $C_{аб}$ должна оставаться неизменной для разных частот, т.е.:

$$C_{аб} = (C_1 - C_{\infty}) \cdot (1 + \omega^2 \cdot \tau^2) = (C_2 - C_{\infty}) \cdot (1 + \omega^2 \cdot \tau^2),$$

тогда

$$\tau = \frac{C_1 - C_2}{(C_2 - C_{\infty}) \cdot \omega_2^2 - (C_1 - C_{\infty}) \cdot \omega_1^2} = \frac{C_1 - C_2}{\Delta C_2 \cdot \omega_2^2 - \Delta C_1 \cdot \omega_1^2} = \frac{C_1 - C_2}{C_2 \cdot \omega_2^2 - C_1 \cdot \omega_1^2}. \quad (18)$$

2. Определение τ из частотных формул Дебая для фактора потерь ε''

Формула Дебая для фактора потерь запишется в виде

$$\varepsilon'' = \frac{(\varepsilon_0 - \varepsilon_{\infty}) \cdot \omega \cdot \tau}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}, \quad (19)$$

где ε_0 – диэлектрическая проницаемость на частоте $\omega \rightarrow 0$.

Найдя из частотных измерений ε' и $\operatorname{tg} \delta$, два значения $\varepsilon_1'' = \varepsilon_1' \cdot \operatorname{tg} \delta_1$ и $\varepsilon_2'' = \varepsilon_2' \cdot \operatorname{tg} \delta_2$ для двух достаточно близких и малых частот ν_1 и ν_2 можно написать:

$$\frac{\varepsilon_2''}{\varepsilon_1''} = \frac{\omega_2}{\omega_1} \cdot \left(\frac{1 + \omega_1^2 \cdot \tau^2}{1 + \omega_2^2 \cdot \tau^2} \right)$$

или

$$\left(\frac{\varepsilon_2''}{\varepsilon_1''} \right) \cdot \left(\frac{\omega_1}{\omega_2} \right) = \left(\frac{1 + \omega_1^2 \cdot \tau^2}{1 + \omega_2^2 \cdot \tau^2} \right) = A. \quad (20)$$

Решая относительно τ , получим:

$$\tau^2 = \frac{1 - A}{A \cdot \omega_2^2 - \omega_1^2}$$

или

$$\tau = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \nu_1} \cdot \sqrt{\frac{1 - A}{A \cdot \frac{\nu_2^2}{\nu_1^2} - 1}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \nu_1} \sqrt{\frac{1 - \frac{\varepsilon_2'' \cdot \nu_1}{\varepsilon_1'' \cdot \nu_2}}{\frac{\varepsilon_2'' \cdot \nu_2}{\varepsilon_1'' \cdot \nu_1} - 1}}. \quad (21)$$

Изучение диэлектрических характеристик образцов кернов Ковыктинского месторождения в зависимости от частоты

Для измерения диэлектрических параметров исследуемых образцов керна была изготовлена измерительная ячейка, состоящая из тефлонового основания (1), латунных электродов (2), между которыми помещался исследуемый образец. Образец фиксировался в ячейке при помощи пружины (4), к которой прикреплен один из электродов. К основанию под электродом находится печь (5), используемая для нагревания образца. Вся система помещена в металлический корпус (6).

Электрическая ёмкость и проводимость образцов принимались равными значениям, полученным по показанию прибора. Результаты многократных измерений обрабатывались статистическими методами. Измерения выполнялись на образцах керна песчаника Ковыктинского месторождения.

Измерение ёмкости и проводимости производилось на приборе измеритель иммитанса Е7-20. С помощью него регистрировалось изменение проводимости и ёмкости образца в диапазоне частот 25–106 Гц.

Для измерения тангенса диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$, действительной ϵ' и мнимой ϵ'' части диэлектрической проницаемости в диапазоне частот 25–106 Гц для образцов керна применялись круглые электроды одинакового диаметра $d = 2$ см.

$$\epsilon' = \frac{C}{C_0}, \quad C_0 = 0,095 \cdot \frac{S}{d}, \quad (22)$$

где S – площадь электрода; d – толщина образца.

Фактор потерь определяется по формуле:

$$\epsilon'' = \epsilon' \cdot \text{tg } \delta. \quad (23)$$

Тангенс угла потерь определяется по формуле:

$$\text{tg } \delta = \frac{G}{2 \cdot \pi \cdot \nu \cdot c}, \quad (24)$$

где G – объёмная электропроводность; c – ёмкость.

Исследуемые образцы помещались в измерительную ячейку, которая подключалась к измерителю иммитанса Е7-20, позволяющим исследовать зависимость диэлектрических параметров в диапазоне частот 25–106 Гц.

Сначала в эксперименте исследовалась частотная зависимость тангенса угла диэлектрических потерь (рис. 6), действительной (рис. 7) и мнимой части (рис. 8) диэлектрической проницаемости от частоты при комнатных условиях. Частотные измерения брались по показаниям ёмкости и проводимости. После этого вычислялся тангенс диэлектрических потерь по формуле (24), действительная (22) и мнимая (23) часть диэлектрической проницаемости.

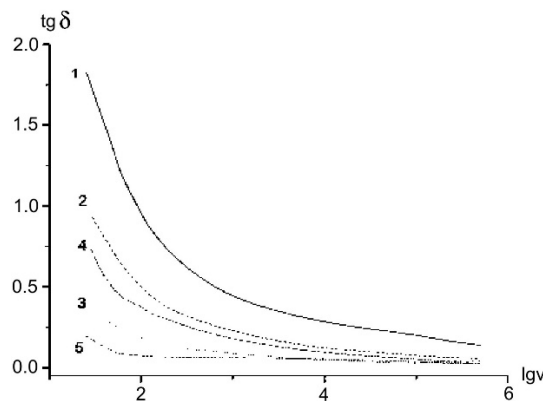


Рисунок 6 – Частотные спектры тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$ образцов кернов Ковыктинского месторождения с различными размерами пор при комнатной влажности:

1 – № 2 ($d = 0,05\text{--}0,15$ мм); 2 – № 3 ($d = 0,1\text{--}0,3$ мм); 3 – № 4 ($d = 0,05\text{--}0,2$ мм);
4 – № 5 ($d = 0,01\text{--}0,15$ мм); 5 – № 7 ($d = 0,03\text{--}0,05$ мм)

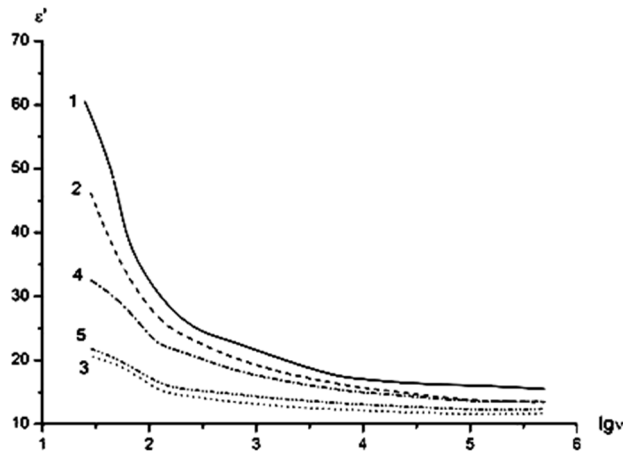


Рисунок 7 – Частотные спектры действительной части диэлектрической проницаемости ϵ' образцов кернов Ковыктинского месторождения с различными размерами пор при комнатной влажности:
 1 – № 2 ($d = 0,05-0,15$ мм); 2 – № 3 ($d = 0,1-0,3$ мм); 3 – № 4 ($d = 0,05-0,2$ мм);
 4 – № 5 ($d = 0,01-0,15$ мм); 5 – № 7 ($d = 0,03-0,05$ мм)

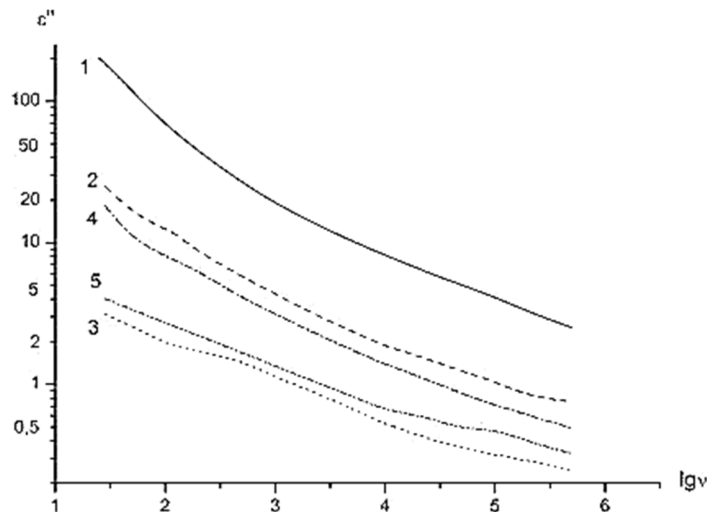


Рисунок 8 – Частотные спектры мнимой части диэлектрической проницаемости ϵ'' образцов кернов Ковыктинского месторождения с различными размерами пор при комнатной влажности:
 1 – № 2 ($d = 0,05-0,15$ мм); 2 – № 3 ($d = 0,1-0,3$ мм); 3 – № 4 ($d = 0,05-0,2$ мм);
 4 – № 5 ($d = 0,01-0,15$ мм); 5 – № 7 ($d = 0,03-0,05$ мм)

Анализ графиков позволяет сделать следующие выводы:

1. Величина действительной части диэлектрической проницаемости ϵ' исследуемых образцов уменьшается при увеличении частоты внешнего электрического поля.
2. Экспериментально выявлен рост потерь энергии в образцах кернов Ковыктинского месторождения, особенно при увеличении заряженных дефектов в породах.
3. Обнаружен максимум в частотной зависимости тангенса угла диэлектрических потерь для образцов и сдвиг этого максимума для образцов с наиболее мелкими порами в область низких частот.

Изучение диэлектрических характеристик образцов кернов Ковыктинского месторождения в зависимости от температуры

Измерение диэлектрических и релаксационных параметров образцов, а также регистрация термостимулированных токов в них осуществлялась с использованием экспериментальной установки, представленной на рисунке 9.

На схеме использованы следующие обозначения входов и выходов:

- «а» – выход на цифровые измерительные приборы;
- «б» – горячий спай термопары;
- «в» – вход нагревательного элемента;
- «г» – холодный спай термопары.

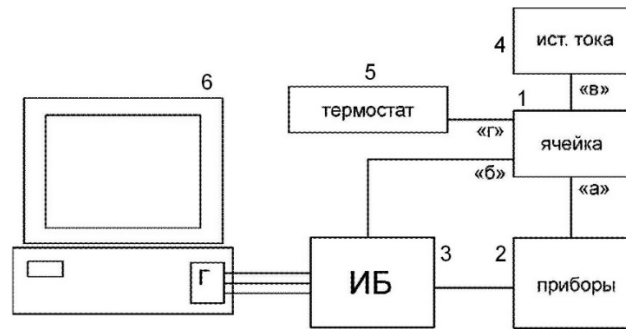


Рисунок 9 – Схема экспериментальной установки:
 1 – измерительная ячейка; 2 – регистрирующие приборы; 3 – интерфейсный блок;
 4 – источник постоянного тока; 5 – термостат; 6 – компьютер

Рассмотрим принцип работы экспериментальной установки. Измерительная ячейка 1, содержащая исследуемый образец, подключается через выход «а» к цифровым приборам 2, которые в свою очередь соединены с интерфейсным блоком 3, содержащим АЦП и выполняющим функцию дискретизации показаний прибора по времени и передающим полученные данные в память компьютера 6. На экране последнего отображается график зависимости термостимулированных токов и температуры образца от времени, что позволяет проследить кинетику физических процессов, вызванных его нагреванием. Регистрация температуры образца осуществляется с использованием медь-константановой термопары, горячий спай «б» которой соединён с разъёмом интерфейсного блока, а холодный «г» помещён в термостат 5, содержащий смесь воды и льда при температуре 0 °С. Увеличение температуры образца осуществляется нагревательным элементом, подключённым к источнику постоянного тока 4.

Измерения диэлектрических и релаксационных характеристик образцов и регистрация термостимулированных токов в них осуществлялись с помощью следующих приборов:

1) измеритель иммитанса E7-20 (используется для измерения ёмкости и проводимости в широком диапазоне частот от 25 до 10⁶ Гц);

2) вольтметр-электромметр В7-49 (позволяет измерять токи с точностью до 10–15 А).

Дополнительно использовались следующие устройства:

1) источник постоянного тока;

2) аналитические весы МЛТ-1, способные измерять массу образцов с точностью до 0,1 мг;

3) сушильный шкаф, используемый для дегидратации образцов;

4) эксикатор, содержащий насыщенный 95 % раствор соды.

Образцы помещались в измерительную ячейку. Регистрация ёмкости и проводимости осуществляется при постоянном и равномерном нагреве. Результаты измерений представлены на рисунках 10–12.

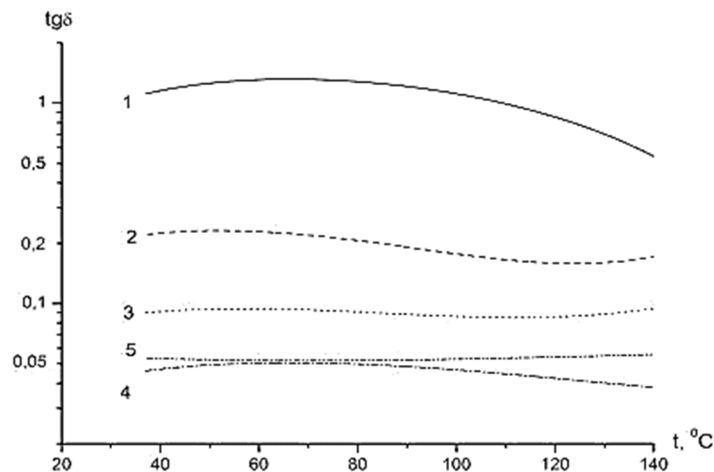


Рисунок 10 – Температурные спектры тангенса угла диэлектрических потерь образца керна Ковыктинского месторождения с коэффициентом пористости $k = 20\text{--}25\%$ и размерами пор $d = 0,05\text{--}0,1$ мм до $0,15\text{--}0,20$ мм:
 1 – 25 Гц; 2 – 103 Гц; 3 – 104 Гц; 4 – 105 Гц; 5 – 106 Гц

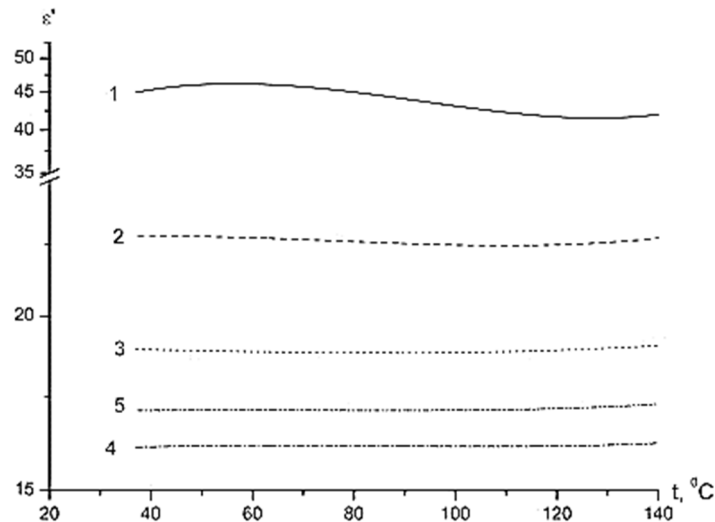


Рисунок 11 – Температурные спектры действительной части диэлектрической проницаемости ϵ' образца керна Ковыктинского месторождения с коэффициентом пористости $k = 20\text{--}25\%$ и размерами пор $d = 0,05\text{--}0,1$ мм до $0,15\text{--}0,20$ мм:
1 – 25 Гц; 2 – 103 Гц; 3 – 104 Гц; 4 – 105 Гц; 5 – 106 Гц

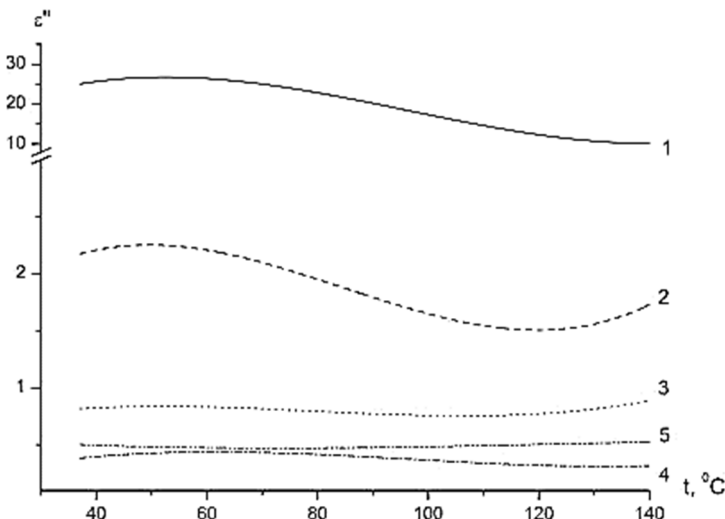


Рисунок 12 – Температурные спектры мнимой части диэлектрической проницаемости ϵ'' образца керна Ковыктинского месторождения с коэффициентом пористости $k = 20\text{--}25\%$ и размерами пор $d = 0,05\text{--}0,1$ мм до $0,15\text{--}0,20$ мм, реже до $0,3$ мм:
1 – 25 Гц; 2 – 103 Гц; 3 – 104 Гц; 4 – 105 Гц; 5 – 106 Гц

Анализ графиков позволяет сделать следующие выводы:

1. В температурной зависимости действительной части диэлектрической проницаемости ϵ' мнимой части и диэлектрической проницаемости ϵ'' образцов кернов Ковыктинского месторождения проявляются пологие максимумы, свидетельствующие о перестройке структуры в исследуемой температурной области 60°C , свидетельствующие о переходе структурированной связанной воды в объёмную.

2. Вырождение этих максимумов прослеживается на более высоких частотах до 105 Гц, что связывается с наличием водных плёнок и вырождением дипольно-ориентационной поляризации молекул воды.

Выводы

Исследование диэлектрических свойств образцов кернов Ковыктинского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

1. Величина действительной части диэлектрической проницаемости ϵ' исследуемых образцов уменьшается при увеличении частоты внешнего электрического поля, что

связано с вырождением дипольно-ориентационной поляризации молекул воды, находящихся в порах исследуемых образцов.

2. Установлена зависимость диэлектрической поляризации ϵ' от влажности. С ростом величины адсорбции увеличивается концентрация релаксаторов в исследуемой системе и, как следствие, повышается ϵ' .

3. Обнаружен максимум в частотной зависимости тангенса угла диэлектрических потерь для образцов и сдвиг этого максимума для образцов с наиболее мелкими порами в область низких частот.

4. Обнаружены особые свойства электрически активных систем. Установлено, что на границах раздела электрически активной поверхности твёрдой низкоразмерной диэлектрической частицы и полярной жидкой компоненты зарегистрировано появление градиентов потенциала устойчивого внутреннего поля в таких системах. Подтверждено наличие термостимулированного тока без подачи напряжения на образец.

5. Собственное поле является катализатором процессов диссоциации в полярной матрице, что приводит к повышению в ней концентрации свободных ионов. В результате электрического взаимодействия ионов жидкости с заряженной поверхностью твёрдой фазы вблизи последней происходит эффективное накопление (электрическая адсорбция) противоионов, что является свидетельством проявления электростатического эффекта. Амплитуда термостимулированного тока можно считать мерой межфазного взаимодействия. При увеличении влажности образца амплитуда тока значительно усиливается.

Литература

1. Булатов А.И. [и тд.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение – Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Недра, 1985. – 310 с.
4. 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.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Мецик М.С., Гладкий Г.Ю. Физика диэлектриков : учебное пособие. – Иркутск : Издательство Иркутского государственного университета, 2001. – 115 с.
7. Попов В.В. [и тд.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
8. Попов В.В. [и тд.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л. : Недра: Ленинградское отделение, 1985. – 240 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
11. Сканава Г.И. Физика диэлектриков (область слабых полей). – Москва; Ленинград : Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1949. – 500 с.
12. Страхов Н. М., Бушинский Г.И. Методы изучения осадочных пород: в 2 томах. – М. : Госгеолтехиздат, 1957.
13. Электрофизические свойства горных пород. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3ad78b4d43b89521306c36_0.html
14. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Валева С.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмостроений // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 30–33.
15. Афонин И.В., Корбовяк Е.В. Геохимическая характеристика и условия образования парфеновского горизонта (Ковыктинское месторождение, Восточная Сибирь) // Материалы IV Всероссийской молодежной научной конференции «Байкальская молодежная научная конференция по геологии и геофизике» (21–26 августа 2017 года, г. Улан-Удэ, с. Горячинск) / Геологический институт СО РАН. – Улан-Удэ : Издательство Бурятского государственного университета, 2017. – С. 41–43.

16. Афонин И.В., Корбовяк Е.В. Лантаноиды как индикаторы обстановок образования парфёновского горизонта (Ковыктинское месторождение, Восточная Сибирь) // *Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Современные проблемы географии и геологии: к 100-летию открытия естественного отделения в Томском государственном университете»* (16–19 октября 2017 года, г. Томск) / Национальный исследовательский Томский государственный университет. – Томск : Издательство ООО «Интегральный переплёт», 2017. – С. 225–227.
17. Багаутдинова Р.А. Современные тектонические обстановки как фактор образования и разрушения нефтегазовых залежей // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 1. – С. 34–35.
18. Барышев Л.А. Физико-геологические модели в нефтегазовой сейсморазведке (Ковыктинское месторождение) // *Отечественная геология*. – 2006. – № 2. – С. 35–41.
19. Березовский Д.А. [и тд.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
20. Волкова П.В. Оценка неопределенностей петрофизических параметров методом Монте-Карло // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 1. – С. 42–46.
21. Газизова Т.Ф., Коновалова Н.Г., Лузин В.Ф. Ковыктинское месторождение – база для создания топливно-энергетического и химического центра в Иркутской области // *Отечественная геология*. – 2006. – № 6. – С. 103.
22. Исаев В.П., Товаров А.А. Ковыктинское газоконденсатное месторождение – база экономического развития Ангаро-Ленского региона // *Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений*. – 2006. – № 3 (29). – С. 42–50.
23. Каразбаев Р.Д., Вахитова Г.Р. Подготовка массива данных и обоснование зависимостей, необходимых для интерпретации комплекса данных ГИС // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 1. – С. 73–77.
24. Коновалова Ю.И., Шарапов В.К., Шкирман Н.П. Данные исследования керна и использование их для восстановления акустической характеристики разреза // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 1. – С. 94–103.
25. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. Ковыктинское газоконденсатное месторождение: проблемы и перспективы освоения // *Регион: Экономика и Социология*. – 2007. – № 3. – С. 113–121.
26. Левашов С.П. [и тд.]. О целесообразности применения прямопоисковых мобильных технологий для ускорения и оптимизации геологоразведочных работ на нефть и газ // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 1. – С. 125–145.
27. Меринов И.А., Савенок О.В. Оценка эколого-экономической эффективности кустового безамбарного бурения на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения // *Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)*. – 2020. – № 1. – С. 201–215.
28. Молчанов С.А., Савенок О.В. Опыт применения нестационарных электромагнитных зондирований для изучения верхней части разреза и прогноза условий бурения поисково-разведочных скважин на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения // *Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)*. – 2018. – № 4. – С. 243–265.
29. Пунанова С.А. Микроэлементные критерии при оценке перспектив нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 1. – С. 125–145.
30. Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н. Интерпретация геолого-геофизических данных – путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // *Геология нефти и газа*. – 2016. – № 2. – С. 56–66.
31. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Анализ эффективности методов радиометрии при выявлении и оценке характера насыщения коллекторов (на примере месторождений Западно-Сибирской равнины) // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 1. – С. 154–163.
32. Шарипова Е.В., Вахитова Г.Р. Обоснование количественных критериев выделения коллекторов по результатам ГИС и анализа керна // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 1. – С. 182–186.
33. Шелихов А.П., Смирнов А.С., Яицкий Н.Н. Ковыктинское газоконденсатное месторождение: анализ проявления геологического строения в поле силы тяжести // *Материалы 43-й сессии Международного научного семинара им. Д.Г. Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей»* (26–30 января 2016 года, г. Воронеж). – Воронеж : Издательско-полиграфический центр «Научная книга», 2016. – С. 183–186.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. *Ecology at construction of oil and gas wells: textbook for students of higher educational institutions*. – Krasnodar : ООО Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. *Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes*. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Dakhnov V.N. *Geophysical methods for determination of reservoir properties and oil-gas-saturation of rocks*. – M. : Nedra, 1985. – 310 p.

4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Metzlik M.S., Gladkiy G.Yu. Dielectric physics: a manual. – Irkutsk : Publishing house of Irkutsk State University, 2001. – 115 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Romm E.S. Structural models of the pore space of rocks. – L. : Nedra: Leningrad Branch, 1985. – 240 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Scanavy G.I. Physics of dielectrics (field weak fields). – M.; Leningrad : State publishing house of technical-theoretical literature, 1949. – 500 p.
12. Strakhov N.M., Bushinskiy G.I. Methods of studying sedimentary rocks: in 2 volumes. – M. : State Geoltekhizdat, 1957.
13. Electrophysical properties of rocks. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3ad78b4d43b89521306c36_0.html.
14. Andreeva E.E., Baranova A.G., Valeeva S.E. About the possible reasons of a mismatch of the drilling data and the seismic constructions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 30–33.
15. Afonin I.V., Korbovyak E.V. Geochemical characteristics and formation conditions of Partha Nova horizon (Kovykta field, Eastern Siberia) // Proceedings of IV All-Russian youth scientific conference «Baikal youth scientific conference on geology and geophysics» (21–26 August 2017, Ulan-Ude, Goryachinsk village) / Geological Institute of SB RAS. – Ulan-Ude : Publishing house of Buryat State University, 2017. – P. 41–43.
16. Afonin I.V., Korbovyak E.V. Lantanoids as indicators of the Partho-Nov horizon formation settings (Kovykta field, Eastern Siberia) // Proceedings of IV All-Russian scientific-practical conference with international participation «Modern problems of geography and geology: to the 100th anniversary of the natural department opening in Tomsk State University» (October 16–19, 2017, Tomsk) / National Research Tomsk State University. – Tomsk : Publishing house «Integral Binding» LLC, 2017. – P. 225–227.
17. Bagautdinova R.A. Modern tectonic conditions as a factor of formation and disruption of the oil and gas deposits // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 34–35.
18. Baryshev L.A. Physical and geological models in the oil and gas seismic survey (Kovyktinskoe field) // Fatherland geology. – 2006. – № 2. – P. 35–41.
19. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
20. Volkova P.V. Estimation of the petrophysical parameters uncertainties by the Monte Carlo method // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 42–46.
21. Gazizova T.F., Konovalova N.G., Luzin V.F. Kovykta field – base for a co-creation of the fuel and energy and chemical center in Irkutsk region // Fatherland geology. – 2006. – № 6. – P. 103.
22. Isayev V.P., Tovarov A.A. Kovykta Gas Condensate Field – a Base for Economic Development of Angara-Lensk Region // Izvestia, Siberian Branch of RAEN. Geology, prospecting and exploration of ore deposits. – 2006. – № 3 (29). – P. 42–50.
23. Karazbaev R.D., Vakhitova G.R. Data array preparation and justification of dependencies necessary for interpretation of GIS data complex // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 73–77.
24. Konovalova Yu.I., Sharapov V.K., Shkirman N.P. Core investigation data and their use for the section acoustic characteristic restoration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 94–103.
25. Korzhubaev A.G., Filimonova I.V. Kovykta gas-condensate field: pro-issues and prospects of development // Region: Economics and Sociology. – 2007. – № 3. – P. 113–121.
26. Levashov S.P. [et al.]. About expediency of application of the mobile direct search technologies for acceleration and optimization of the oil and gas exploration works // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 125–145.
27. Merinov I.A., Savenok O.V. Estimation of the environmental-economical efficiency of the barrel-less cluster drilling on the example of the Kovykta gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2020. – № 1. – P. 201–215.
28. Molchanov S.A., Savenok O.V. Experience of the non-stationary electromagnetic probes application for the upper section study and the forecast of the exploratory wells drilling conditions on the example of the Kovykta gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 243–265.

29. Punanova S.A. Microelement criteria at an estimation of the oil-and-gas bearing prospects of the Western Siberia doya deposits // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 125–145.
30. Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitskiy N.N. Interpretation of the geological and geophysical data – a way to a reliable model creation of the Kovykta gas-condensate field // Oil and gas geology. – 2016. – № 2. – P. 56–66.
31. Sopnev T.V., Beketov S.B. Efficiency analysis of the radiometric methods at revealing and character evaluation of the reservoir saturation (by an example of the West Siberian Plain fields) // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 154–163.
32. Sharipova E.V., Vakhitova G.R. Justification of the quantitative criteria for the collector allocation according to the results of GIS and the core analysis // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 182–186.
33. Shelikhov A.P., Smirnov A.S., Yaitskiy N.N. Kovykta gas condensate field: analysis of geological structure manifestations in the field of gravity // Proceedings of the 43rd session of D.G. Uspensky International Scientific Workshop «Issues of theory and practice of geo-logical interpretation of geophysical fields» (January 26–30, 2016, Voronezh). – Voronezh : Publishing and printing center «Scientific Book», 2016. – P. 183–186.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ
ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАБОТЫ
МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН
ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CAUSES OF FAILURES AND DEVELOPMENT
OF MEASURES TO IMPROVE THE OPERATION
OF THE MECHANIZED FUNCTION OF WELLS
ON THE VANKORSKOYE OIL AND GAS FIELD**

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазового месторождения. Рассмотрены проектные показатели разработки месторождения. Приведён анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования. Показано, что в сложившейся системе эксплуатации на Ванкорском месторождении применяют два способа эксплуатации – фонтанный и с помощью УЭЦН. На текущий момент основным способом эксплуатации месторождения является механизированный, с помощью которого обеспечено 93 % добычи, фонтанным – 7 % добычи нефти.

Ключевые слова: проектные показатели разработки месторождения; техника и технология добычи углеводородов; анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин; применяемое внутрискважинное оборудование; распределение дебитов по способам эксплуатации; динамика отказов механизированного фонда скважин; динамика отказов УЭЦН.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoranefit»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich
Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The article analyzes the current state of development of the Vankorskoye oil and gas field. The design indicators of the field development are considered. The analysis and justification of methods and modes of operation of wells and downhole equipment used. It is shown that in the existing system of exploitation at the Vankorskoye field, two methods of exploitation are used – fountain and with the help of installation of an electric centrifugal pump. At the moment, the main method of exploitation of the field is mechanized, with the help of which 93 % of production is ensured, gusher – 7 % of oil production.

Keywords: field development design indicators; equipment and technology for hydrocarbon production; analysis and justification of methods and modes of well operation; downhole equipment used; distribution of production rates by operation methods; dynamics of failures of mechanized well stock; dynamics of failures of installation of an electric centrifugal pump.

Проектные показатели разработки Ванкорского месторождения

Ванкорское месторождение с августа 2009 года запущено в промышленную эксплуатацию. В настоящий момент находится во второй стадии разработки. В соответствии с планом работ по освоению Ванкорского месторождения, его разбуривание эксплуатационным фондом скважин началось в 2006 году, параллельно с работами по строительству магистрального нефтепровода, призванного обеспечить внешний транспорт нефти.

К моменту ввода месторождения в эксплуатацию было пробурено и обустроено порядка 35 % проектного фонда скважин основных объектов разработки Як-II-VII и Нх-III-IV.

Нефтегазовая залежь в пласте Нх-III-IV содержит около 30 % начальных запасов нефти месторождения, залегает на глубине 2800 м, нефть маловязкая. Средняя проницаемость коллекторов составляет порядка $150 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Согласно результатам испытания скважин пласт характеризуется достаточно высокой продуктивностью и добычными возможностями. Фактические дебиты скважин составляют 600–700 м³/сут., а для горизонтальных стволов до 1000 м³/сут.

На 100–150 м выше по разрезу установлена залежь нефти в пласте Нх-I в плане практически совпадающая с залежью пласта Нх-III-IV. Вместе с тем, из-за существенно более низких коллекторских свойств и нефтенасыщенных толщин, запасы нефти указанной залежи почти в 5 раз ниже запасов пласта Нх-III-IV и составляют менее 7 % запасов месторождения.

Очевидно, что объектом самостоятельного освоения является нефтегазовая залежь пласта Нх-III-IV. Горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины с длиной ствола 1000 м. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Общее количество скважин по проекту 72, в т.ч. 42 – горизонтальных добывающих, 20 – горизонтальных водонагнетательных, 6 – вертикальных водонагнетательных и 3 – вертикальных газонагнетательных.

Что касается залежи пласта Нх-I, то условия залегания нефти, её характеристика и коллекторские свойства таковы, что она также должна рассматриваться как объект самостоятельного освоения. Однако учитывая, что запасы этой залежи составляют менее 7 % запасов месторождения, а также тот факт, что конфигурация её контуров практически совпадает с конфигурацией контуров залежи пласта Нх-III-IV, залежь пласта Нх-I разрабатывается как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин.

Нефтегазовая залежь пласта Як-II-VII залегает на глубине 1800 м, по всей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости. Нефть залегает в виде слоёв, толщина порядка 30–40 м, значительная часть площади перекрыта газовыми шапками. В общем объёме выявленных на месторождении запасов нефти на её долю приходится более 60 %. Учитывая размеры этого резервуара и условия залегания углеводородов, он разрабатывается как самостоятельный объект, разбуриваемый собственной сеткой скважин. Горизонтальные добывающие скважины с длиной ствола 100 м, вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м.

Теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловые наблюдения свидетельствуют о том, что при залегании нефти в виде слоя, подстилаемого водой и перекрытого газом для предотвращения быстрого прорыва газа необходимо использовать горизонтальные добывающие скважины и эксплуатировать их при небольших депрессиях. При этом важно для предотвращения расширения газовой шапки осуществлять с самого начала разработки заводнение пласта со 100 %-ной компенсацией отбора пластовых флюидов.

Для организации системы ППД на Ванкорском месторождении на начальном этапе в качестве рабочего агента используется вода водоносного насоновского горизонта, с последующим переходом на закачку сточной воды.

Учитывая необходимость 100 %-ной утилизации добываемого на месторождении газа и отсутствие на начальном этапе освоения месторождения условий для его дальнейшего транспорта, используется углеводородный газ для целей ППД путём обратной закачки в газовые шапки пластов Нх-III-IV и Як-II-VII. Коэффициенты охвата, вытеснения и извлечения нефти указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Коэффициенты объектов разработки

Объект разработки	$K_{\text{выт}}$	КИН	$K_{\text{охв}}$
Як-II-VII	0,650	0,412	0,634
Нх-I	0,480	0,379	0,790
Нх-III-IV	0,610	0,403	0,661

Динамика проектных показателей Ванкорского месторождения приведена на рисунке 1.

Техника и технология добычи углеводородов

В разрезе Ванкорского месторождения выделяются следующие объекты разработки:

- газонефтяные: Як-III-VII, Сд-IX, НХ-I;
- нефтегазоконденсатный: Нх-III-IV;
- газовые: Дл-I-III, Як-I-I, Як-I-II.

Продуктивные отложения яковлевской и нижнехетской свит характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность всех пластов – в среднем 20 м, эффективная газонасыщенная мощность всех пластов – в среднем 20 м.

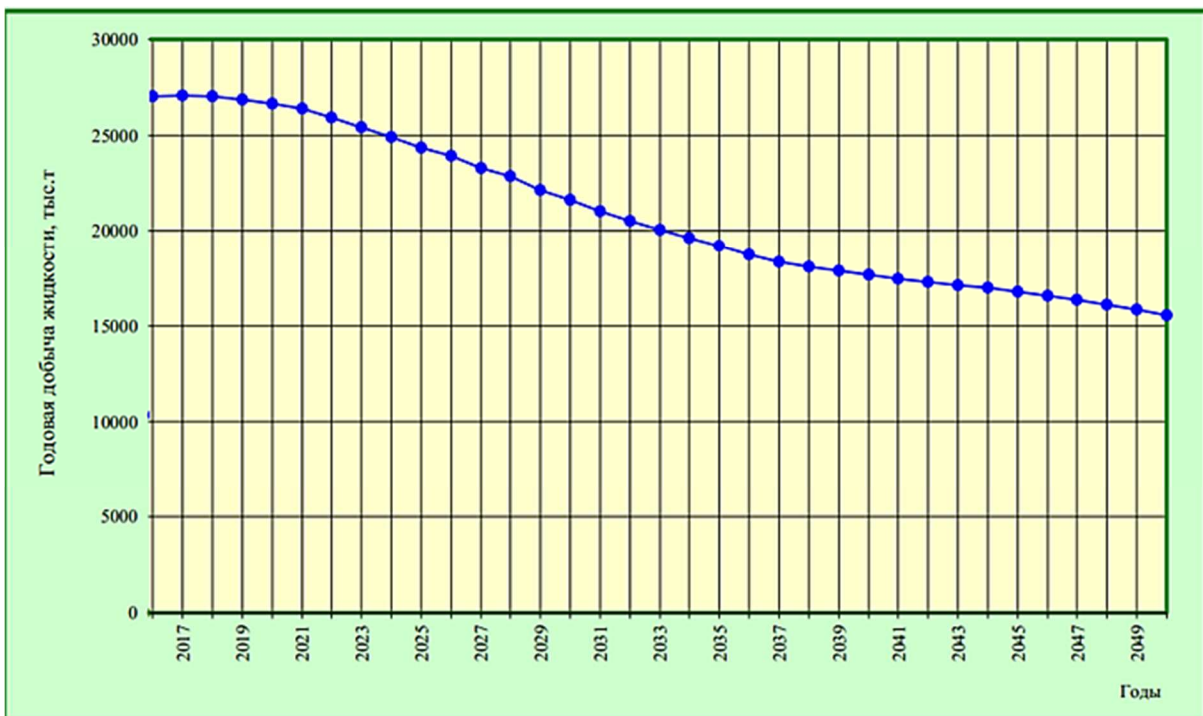
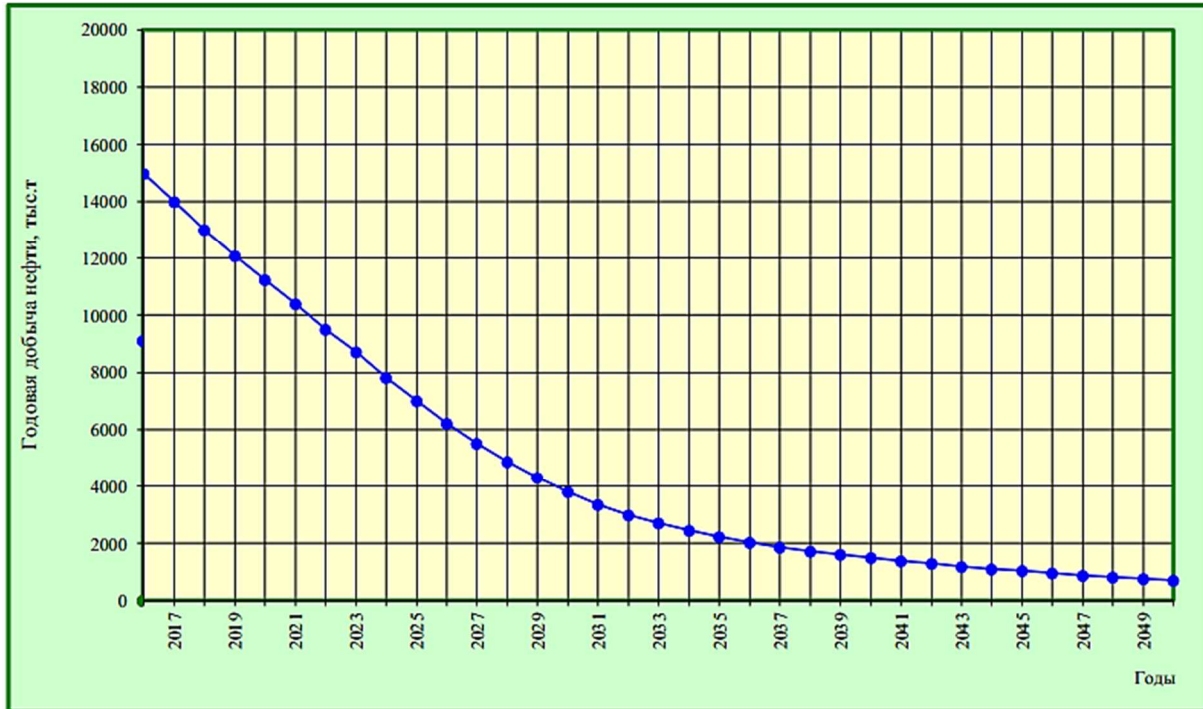
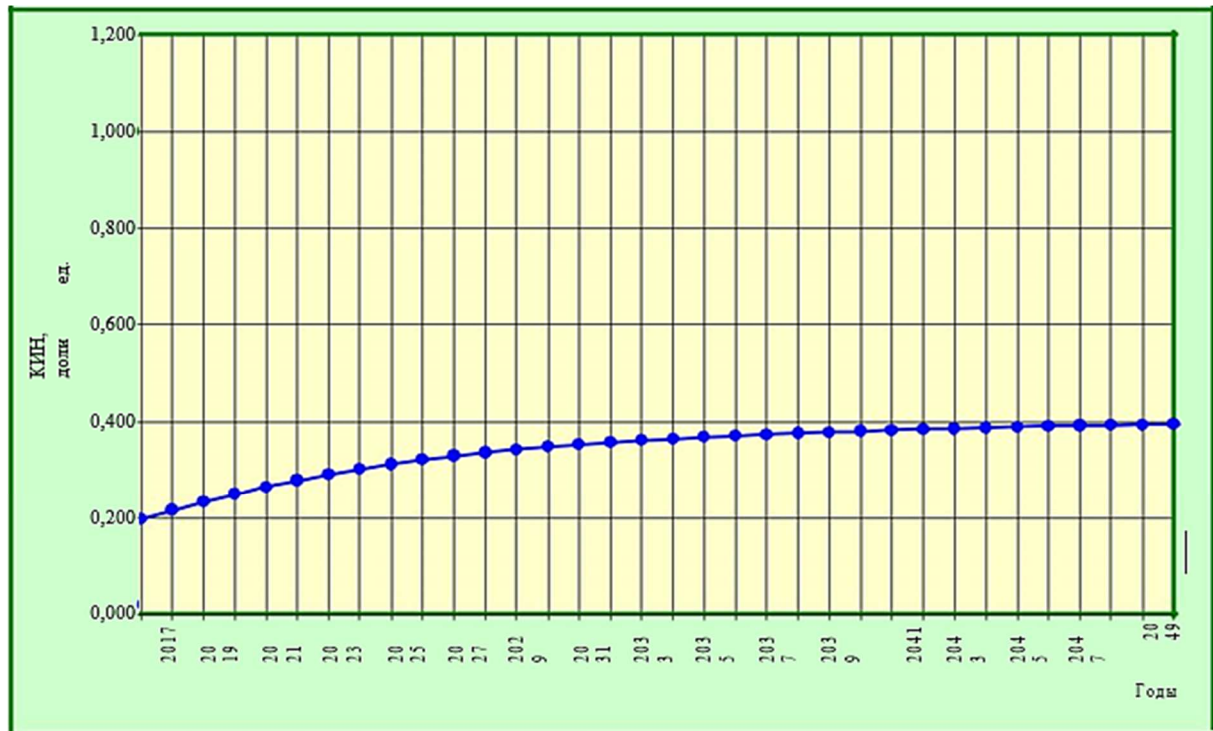


Рисунок 1 – Динамика проектных показателей Ванкорского месторождения



Окончание рисунка 1 – Динамика проектных показателей Ванкорского месторождения

Нефть на месторождении малосернистая (Як-III-VII – 0,2 %, Нх-I – 0,13 %, Нх-III-IV – 0,1 %), смолистая (Як-III-VII – 8,85 %, Нх-I – 4,5 %, Нх-III-IV – 5,6 %), парафинистая (Нх-I – 3,37 %, Нх-III-IV – 3,8 %, Як-III-VII – 0,9 %), с плотностью нефти в поверхностных условиях Як-III-VII – 0,902 т/м³, Нх-I – 0,823 т/м³, Нх-III-IV – 0,845 т/м³, значение газового фактора Як-III-VII – 61 м³/т, Нх-I – 202 м³/т, Нх-III-IV – 211 м³/т. Давление насыщения Як-III-VII – 15,9 МПа, Нх-I – 25,4 МПа, Нх-III-IV – 27,1 МПа. Вязкость пластовой нефти составляет Як-III-VII – 8,7 мПа · с, Нх-I и Нх-III-IV – 0,6 мПа · с. Начальная пластовая температура: Дл-I-III – 12 °С, Як-I – 30 °С, Як-II – 30 °С, Як-III-VII – 30 °С, Сд-IX – 53 °С, Нх-I – 59 °С, Нх-III-IV – 65 °С. Начальное пластовое давление: Дл-I-III – 9,6 МПа, Як-I – 15,8 МПа, Як-II – 15,8 МПа, Як-III-VII – 15,9 МПа, Сд-IX – 23,5 МПа, Нх-I – 25,4 МПа, Нх-III-IV – 27,1 МПа. Содержание асфальтенов Як-III-IV – 0,6 %, Нх-I – 0,1 %, Нх-III-IV – 0,2 %.

В данный момент в эксплуатации находится 3 объекта разработки Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV. Основными объектами разработки месторождения являются Як-III-VII (60 % геологических запасов) и Нх-III-IV (28 % геологических запасов нефти).

Для установления технологического режима работы скважин определяющим параметром является её продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;
- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

В таблицах 2 и 3 представлены основные геологические и эксплуатационные условия месторождения, в таблице 4 – структура добывающего фонда скважин.

Таблица 2 – Геологические условия месторождения

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як-III-VII	пласт Нх-III-IV	пласт Сд-IX	пласт Нх-I
Средняя глубина залегания кровли, м	1610	2726	2374	2605
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	315,4	24	40	124
Начальное пластовое давление, атм.	159	271	235	254
Начальная пластовая температура, °С	30	65	53	59
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	8,9	0,7	1	0,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,902	0,823	0,867	0,845
Давление насыщения, атм.	159	254	235	271
Газовый фактор, м ³ /т	60,5	202,3	177,4	211,0

Таблица 3 – Эксплуатационные условия месторождения

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як-III-VII	пласт Нх-III-IV	пласт Сд-IX	пласт Нх-I
Действующий фонд скважин, в т.ч.	295	118	2	89
добывающих	228	85	2	63
нагнетательных	67	33	–	26
Способы эксплуатации	УЭЦН, ФОН	УЭЦН, ФОН	УЭЦН	УЭЦН, ФОН
Кривизна скважин	верт., гор.	верт., гор.	–	верт., гор.
Глубина до верхних дыр перфорации, м	1838-3721	2870-3987	–	2914-3721
Диаметр обсадной колонны, мм	157-160	157-160	–	157-160
Средняя глубина спуска НКТ, м	2183	3032	–	2571
Диаметр НКТ, мм	89, 102, 114	89, 102, 114	–	89, 102
Забойное давление, атм.	49,16-137,24	67,12-249	–	86,7-213
Средняя депрессия, атм.	40,6	51,7	–	116,2
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	450,06	294,11	–	113,66
Средний дебит нефти, тонн/сут.	285,92	244,52	–	102,46
Обводнённость, %	26,58	18,27	–	10,57
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут./атм.	13,5	14,3	–	2,9

Таблица 4 – Структура добывающего фонда скважин

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як-III-VII	пласт Нх-III-IV	пласт Сд-IX	пласт Нх-I
1	2	3	4	5
Эксплуатационный фонд	242	88	2	65
Действующий фонд, в т.ч.	228	85	2	63
УЭЦН	226	63	2	62
ФОН	2	22		1
Добыча жидкости, тонн/сут.	98095,55	27001	53,84	6597,55
ФОН	357,8	6570,61	–	98,25
УЭЦН	97737,74	20430,39	53,84	6499,3
Добыча нефти, тонн/сут.	39054,63	15654,7	9,26	4574,78
ФОН	251,16	4882,56	–	97,45

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5
УЭЦН	38803,47	10772,14	9,26	4477,33
Периодический фонд	0	0	–	0
Ликвидированы	3	3	–	0
В накоплении	8	1	–	0
Остановлены	6	2	–	2
В бурении	7	2	–	4
Бездействующий фонд	4	2	–	15

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования

Основными ограничениями для яковлевского горизонта являются: вечная мерзлота в интервале (0–550 м), повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40–50 %), наличие подстилающих вод (залежь водоплавающая) и газовой шапки; для нижнехетского горизонта основными ограничениями являются вечная мерзлота, высокое давление насыщения (27,1 МПа), массивная газовая шапка и большой объём водонефтяной зоны месторождения. Также при эксплуатации скважин яковлевского и нижнехетского горизонтов возможны риски и осложнения выпадения АСПО. Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 5.

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи – фонтанный, ЭЦН и газлифтный. Выбор был сделан в пользу ЭЦН и фонтанного способа добычи, нет существенных оснований для изменения сделанного выбора. Допущения при анализе:

- технология добычи должна обеспечивать депрессию 9 МПа для яковлевского горизонта, 7 МПа для нижнехетского горизонта;
- фонтанные скважины эксплуатируются с пакером (во избежание нелинейных осцилляций дебита);
- СНО для ЭЦН по яковлевскому и нижнехетским горизонтам закладывается 300 сут. (исходя из применения импортного оборудования и значений СНО по пластам-аналогам);
- метод моделирования – системный анализ;
- эксплуатация скважин ШГН не рассматривается, в силу высокодебитности эксплуатационного фонда скважин.

На нижнехетском горизонте забойное давление будет обеспечиваться фонтанным методом при начальных условиях ГЖФ, равном 230 м³/т, для продуктивности до 200 м³/сут./МПа, при этом метод обеспечивает требуемую депрессию при прорывах газа. Так как контролировать прорыв газа при депрессии 7 МПа не представляется возможным, то наиболее логичным выглядит выбор фонтанного метода эксплуатации для подгазовой зоны.

Для неподгазовой можно применять на начальном этапе фонтанный метод, а при достижении обводнённости более 30 % и на водонефтяной зоне – использовать ЭЦН.

При обводнении скважин подгазовой зоны и падении ГЖФ менее 230 м³/т рекомендуется перевод на ЭЦН.

Скважины на яковлевском горизонте будут устойчиво фонтанировать при ГЖФ более 150 м³/т. При прорывах газа более 300 м³/т забойное давление 7 МПа недостижимо ни для одной технологии. Рекомендуется использовать ЭЦН с газосепаратором и газхэндлером типа «Poseidon», либо аналогичных по свойствам УЭЦН и газосепараторов, способных работать при больших газожидкостных факторах. В зоне средних ГЖФ хорошо показывает себя ЭЦН с газосепаратором и газхэндлером типа MVP, AG или AGH. При малых значениях ГЖФ возможно использование стандартного ЭЦН с газосепаратором.

Результаты анализа и выбора способа эксплуатации Ванкорского месторождения сведены в таблице 6.

Таблица 5 – Анализ рисков добычи углеводородов на Ванкорском месторождении

№№ п/п	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	вечная мерзлота	риск высокий 1) растепление грунта вокруг скважины; 2) выпадение гидратов в скважине; 3) трудности запуска скважин при газлифтном методе эксплуатации (опыт месторождения Prida Bay)	Дополнительная термоизоляция скважины. При эксплуатации с помощью ЭЦН держать уровень ниже 600 м штуцированием затруба. Установка пакера при фонтанном методе эксплуатации. Использование газлифтного метода добычи с пакером. При установке пакера использовать датчики погружной телеметрии для контроля давления Для ЭЦН: износоустойкие ЭЦН. Мониторинг состояния ЭЦН, смена насоса по достижении определённого процента износа. Работа ЭЦН на сниженной частоте (с использованием ЧРП). Использование метода добычи, толерантного к наличию механических примесей
2	повышенный вынос мехпримесей	риск высокий – уровень Комсомольского месторождения (пласт ПК18)	Коррозионностойкое исполнение ПЭД для скважин в зоне ВНЗ, центраторы на ПЭД для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии
3	коррозия	риск слабый при обводнённости до 60 %; риск средний при обводнённости более 60 %	Фонтанный/газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и шадящие значения депрессии скважин Использование УДЭ, закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором
4	прорыв газа из газовой шапки	риск высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой	
5	солеобразование	риск образования солей высокий при дебитах > 500 м³/сут. и обводнённости > 60 %	

Таблица 6 – Выбор способа эксплуатации

Горизонт	Требуемая депрессия	Условия добычи (зона месторождения)	Способ эксплуатации	Комментарий
яковлевский	9 МПа	кроме подгазовой области, обводнённости менее 30 %	износостойкий ЭЦН REDA или Centrlift с газосепаратором GA, модулем для обработки газа AGH или MVP; износостойкий ЭЦН с модулем для обработки газа	требуемый напор 1600–1800 м
яковлевский	9 МПа	подгазовая	износостойкий ЭЦН REDA или Centrlift с газосепаратором GA, модулем для обработки газа Poseidon или MVP, перепускным клапаном, ЧРП	требуемый напор 1600–1800 м; депрессия может быть менее 8 МПа, для продуктивности порядка 250 м ³ /сут./МПа депрессия может падать до 5–6 МПа
яковлевский	9 МПа	кроме подгазовой области, обводнённости более 30 %	износостойкий ЭЦН с газосепаратором GA	требуемый напор 1600–1800 м
нижнехетский	7 МПа	подгазовая, ГЖФ более 230 м ³ /т	фонтанный с пакером	фонтанный подъёмник 114 мм
нижнехетский	7 МПа	неподгазовая, обводнённости менее 30 %	фонтанный с пакером	фонтанный подъёмник 114 мм
нижнехетский	7 МПа	подгазовая, ГЖФ менее 230 м ³ /т	износостойкий ЭЦН с газосепаратором и модулем для обработки газа	
нижнехетский	7 МПа	неподгазовая, обводнённости более 30 %, зона ВНЗ	износостойкий ЭЦН с газосепаратором GA	

Промышленная эксплуатация Ванкорского месторождения ведётся с июня 2009 года, текущий фонд на 01.01.2019 г. составляет 397 скважины, из них добывающих в эксплуатации 378 ед. На Ванкорском месторождении применяют два принципиальных типа заканчивания скважин – наклонно-направленный и горизонтальный (с длиной горизонтального участка 1000 м). Основным способом на Ванкорском месторождении является горизонтальное заканчивание скважин (рис. 2). Также по основным объектам добычи Як-III-VII горизонтальных 231 ед., наклонно-направленных 13 ед., Нх-III-IV горизонтальных 75 ед., наклонно-направленных 15 ед., Нх-I горизонтальных 55 скважин и по Сд-9 две горизонтальные скважины, наклонно-направленные отсутствуют.

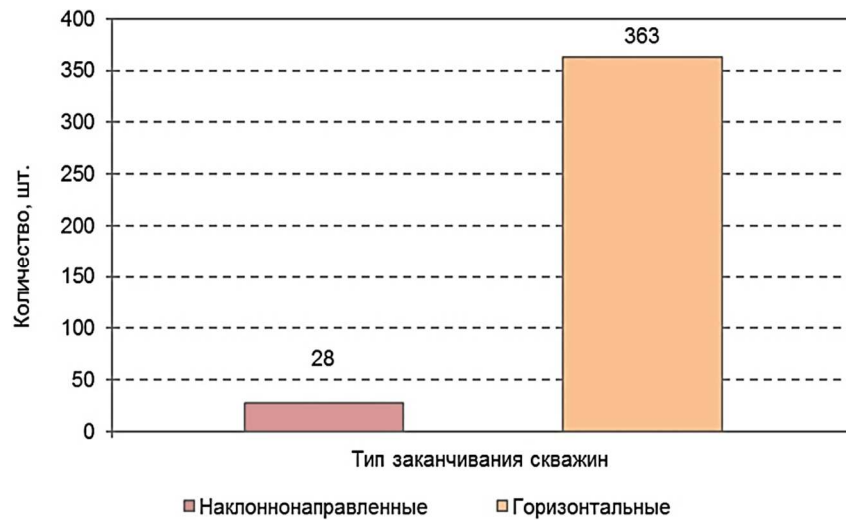


Рисунок 2 – Соотношение типов заканчивания добывающих скважин, находящихся в эксплуатации Ванкорского месторождения, на 01.01.2019 г.

Ванкорское месторождение находится на второй стадии разработки, характеризующейся работами, направленными на поддержание добычи на месторождении. Эксплуатационный фонд месторождения на момент анализа характеризуется как высокодебитный и средней обводнённостью (рис. 3 и 4). Порядка 46 % эксплуатационного фонда скважин характеризуется обводнённостью не более 20 %. Основной дебит продуктивных скважин составляет интервал 100–500 м³/сут. – 54 % и основной разброс дебитов составляет от 100 до 750 м³/сут. – 72 % действующего эксплуатационного фонда скважин на дату анализа.

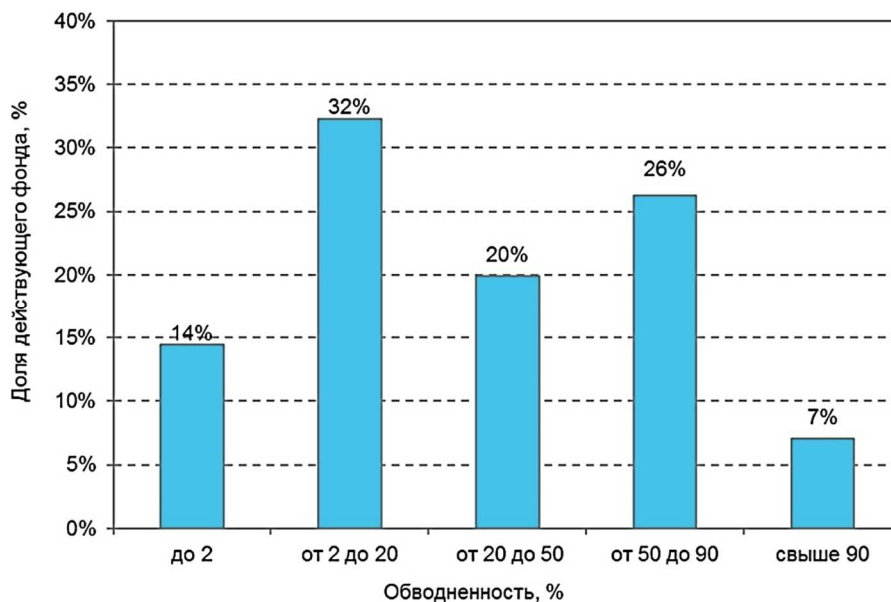


Рисунок 3 – Характеристика обводнённости действующего эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения на 01.01.2019 г.

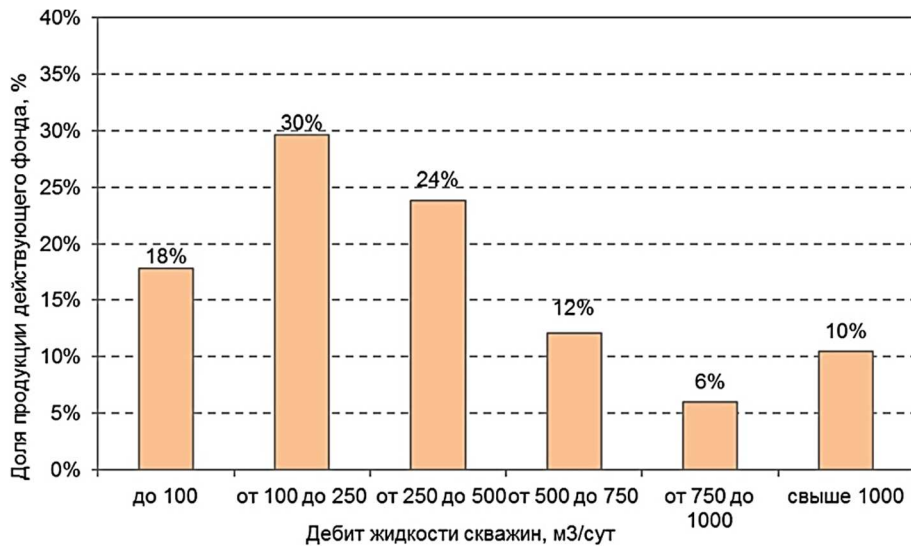


Рисунок 4 – Характеристика дебитов жидкости скважин Ванкорского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

В сложившейся системе эксплуатации на Ванкорском месторождении применяют два способа эксплуатации – фонтанный и с помощью УЭЦН. На текущий момент основным способом эксплуатации месторождения является механизированный (рис. 5), с помощью которого обеспечено 93 % добычи, фонтанным – 7 % добычи нефти.

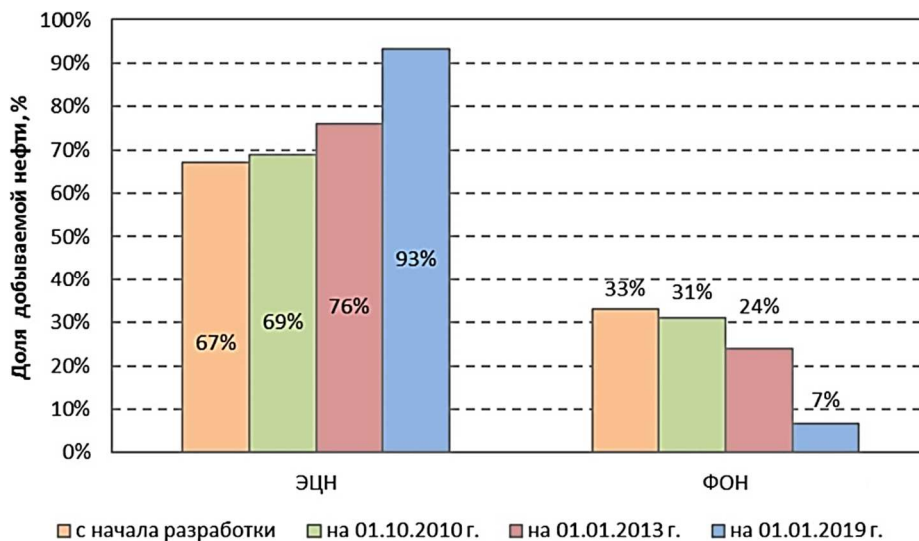


Рисунок 5 – Распределение доли добычи на текущий момент и за всю историю разработки по способам эксплуатации на Ванкорском месторождении

Распределение дебитов по способам эксплуатации является относительно равноценным для рассматриваемых способов эксплуатации, основной дебит месторождения варьируется от 250 до 500 м³/сут. (рис. 6 и 7).

В распределении способов добычи нефти по объектам разработки наблюдаются различные картины. Для всех объектов разработки основным видом эксплуатации скважин является механизированный способ добычи нефти.

В силу организационной ситуации, сложившейся в данный момент на Ванкорском месторождении, существует основной подрядчик для поставки насосного оборудования фирма «Baker Hughes». На Ванкорском месторождении применяется насос «Центрлифт» различной модификации в зависимости от требуемой производительности.

Системы УЭЦН «Центрлифт» фирмы «Baker Hughes» характеризуются:

- производительностью до 9400 м³/сут.;
- ПЭД мощностью до 1490 кВт;
- погружной кабель с рабочей температурой до 232 °С;
- СЧП мощностью до 2000 кВт·А.

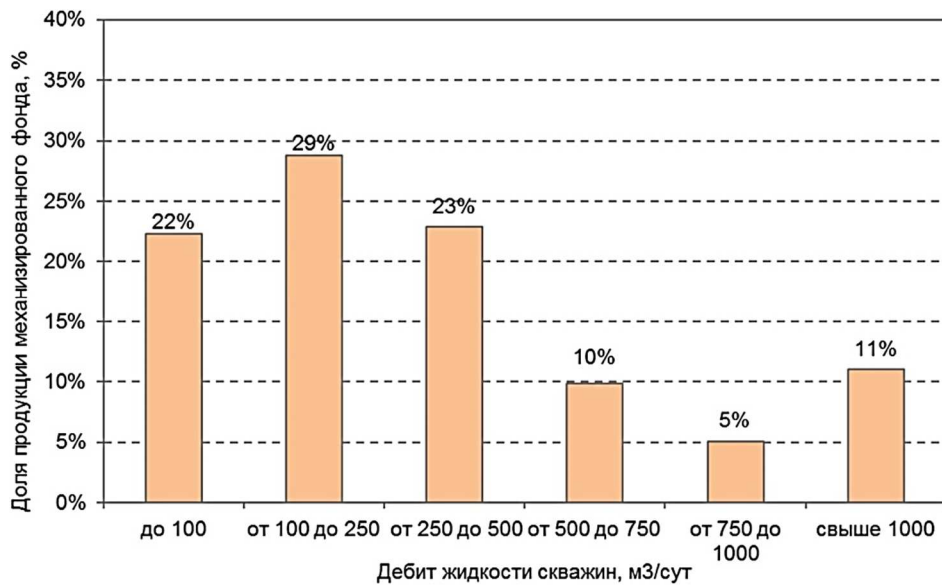


Рисунок 6 – Распределение дебитов по доле действующего фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся ЭЦН

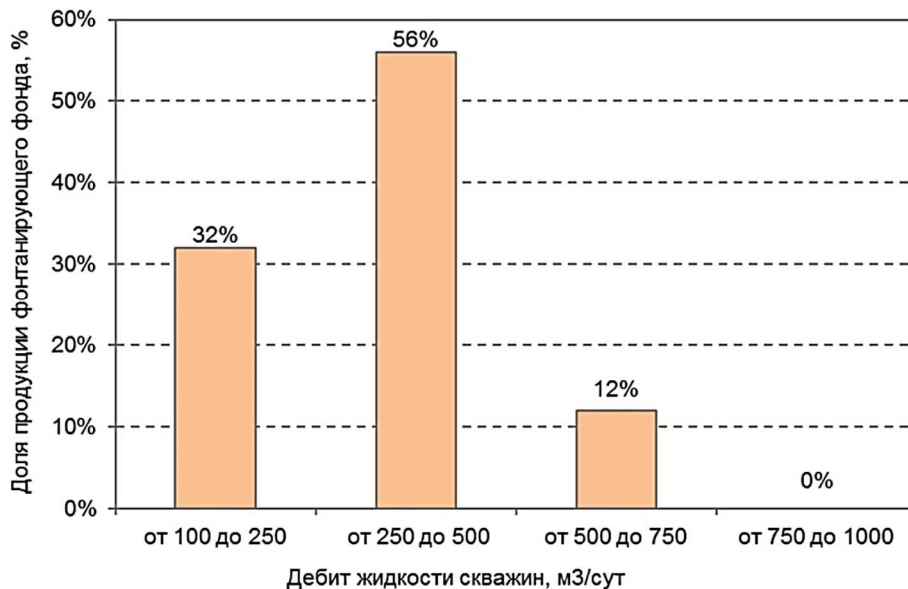


Рисунок 7 – Распределение дебитов по доле действующего фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся фонтанным способом

Также на Ванкорском месторождении применяются УЭЦН для забора сеноманской воды.

Многоступенчатые погружные центробежные насосы «Центрлифт» радиальной и смешанной конфигурации рассчитаны на широкий диапазон производительности, при добыче нефти, воды, рассолов в течение всего времени эксплуатации скважин, при минимуме ремонтов, простоев и замен (по заверению производителя). Количество ступеней насоса определяется необходимым гидродинамическим напором. Каждая ступень состоит из рабочего колеса, посаженного на приводной вал из материала «К-Монель» и направляющего аппарата, изготовленных из материала «Ни-Резист», обладающего высокой абразивной и коррозионной стойкостью. Для снижения осевых нагрузок рабочее колесо радиального типа имеет свободу осевого перемещения между верхней и нижней упорными шайбами. В результате, шайбы получают минимальный износ. В высокопроизводительных насосах фиксированные в осевом направлении рабочие колёса снабжены балансировочными отверстиями, снижающими осевые нагрузки, несмотря на большую мощность и производительность. При необходимости выпускаются насосы в износостойком и/или коррозионно-стойком исполнении.

В данный момент применяются роторные газосепараторы «Центрлифт» способные отделять до 90 % свободного газа из жидкости до её поступления на приём устройства насоса (паспортные данные).

Погружной электродвигатель «Центрлифт» рассчитан для продолжительной работы в агрессивных средах, при высоких температурах и давлениях. Применяемые изоляционные материалы класса Н рассчитаны на рабочие температуры, превышающие 200 °С. В ПЭД «Центрлифт» применяется технология пропитывания пазов статора эпоксидными материалами, благодаря этому обеспечивается отличная защита проводников от механических повреждений, улучшается отвод тепла и диэлектрические свойства изоляции.

Установки центробежных насосов для забора сеноманской воды также фирмы «Baker Hughes»:

- системы УЭЦН для забора сеноманской воды производятся в коррозионно- и износостойком исполнении;
- диапазон номинальных производителей 1000–6000 м³/сут.;
- максимальный внешний монтажный габарит системы – 185 мм (для обсадных колонн с внешним радиусом от 219 мм);
- возможные специальные исполнения для обсадных колонн с внешним диаметром 194 мм, производительностью до 3200 м³/сут., и для колонн с внешним диаметром 179 мм, производительность до 1700 м³.

В связи с тем, что на Ванкорском месторождении наблюдается большое количество КВЧ, применяются насосы в износостойком исполнении с применением подшипника из карбида вольфрама в каждой ступени. Практически исключается левая граница диапазона производительности насоса.

На рассматриваемый период применяемые УЭЦН зарекомендовали себя с положительной стороны. Высокий фактический показатель межремонтного периода (МРП) на март 2017 года составляет 1311 сут. (данные за всю историю эксплуатации месторождения), коэффициент эксплуатации 0,943 доли ед. при низкой динамике отказов (рис. 8–11).

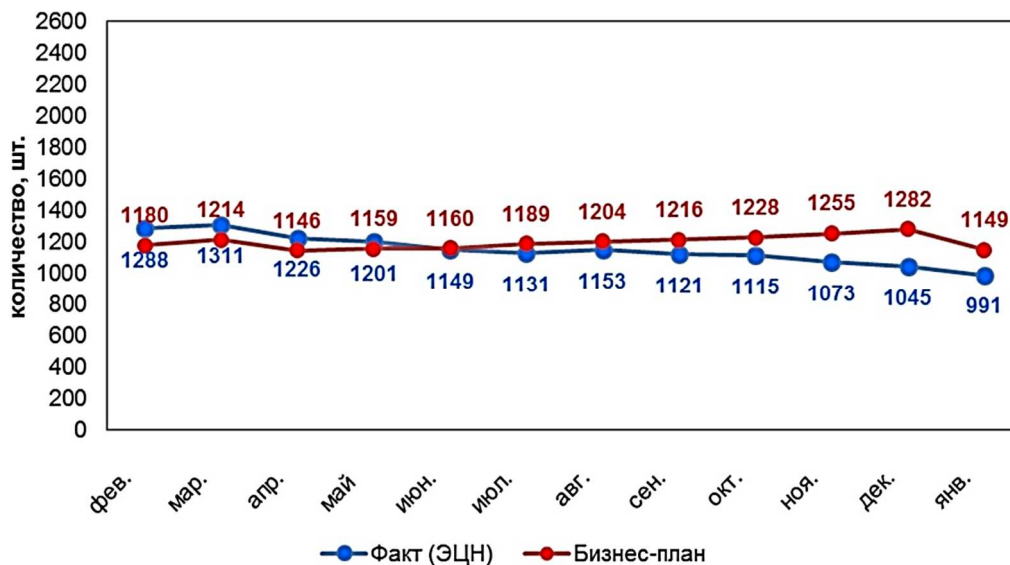


Рисунок 8 – Динамика межремонтного периода эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся УЭЦН

Динамика отказов механизированного эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения представлена на рисунке 12. Несмотря на невысокий процент отказов насосного оборудования, отказ УЭЦН происходит в большинстве своём в группе МРП 181-365 сут. и 31-180 сут. отработки.

На текущую дату все скважины с горизонтальной системой заканчивания. В целом отмечается невысокое число скважин периодической эксплуатации, в основном на объектах Нх-III-IV и Нх-I, что объясняется в целом большими значениями фильтрационно-емкостных свойств.

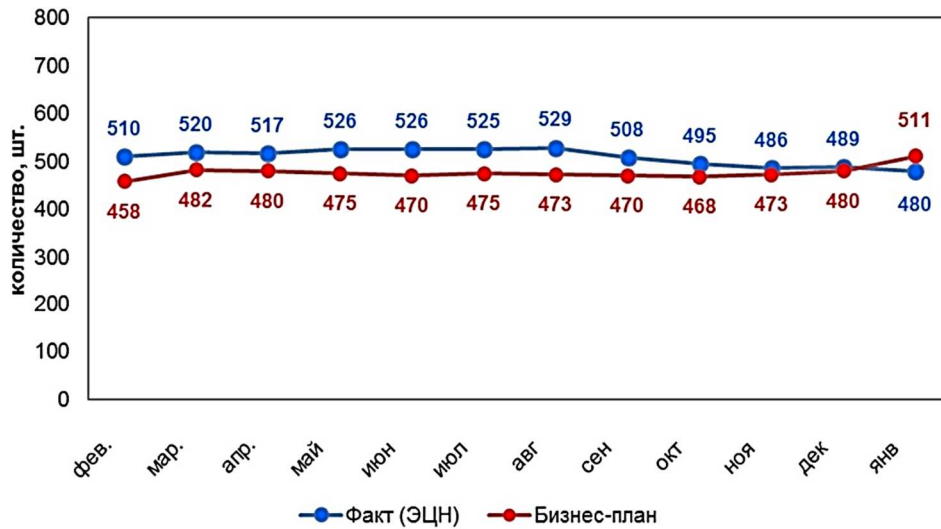


Рисунок 9 – Динамика СНО эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся УЭЦН

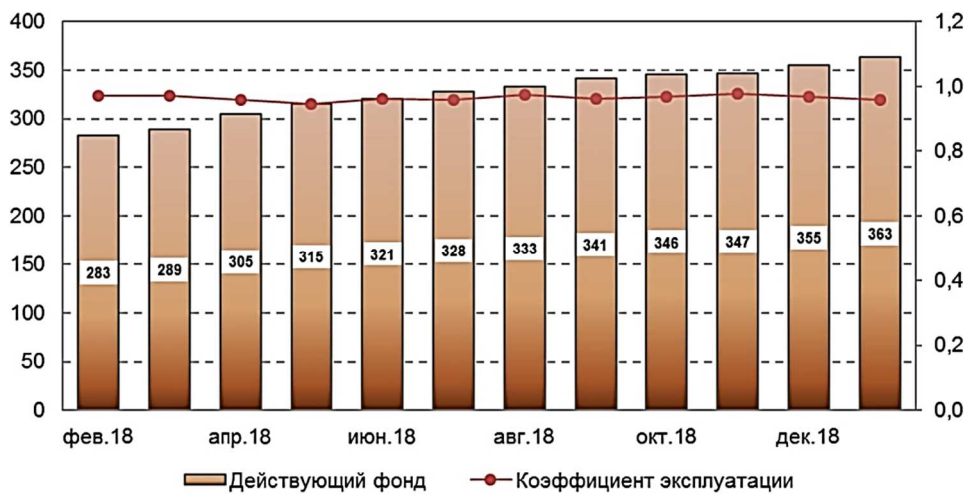


Рисунок 10 – Динамика действующего фонда УЭЦН Ванкорского месторождения



Рисунок 11 – Динамика отказов УЭЦН Ванкорского месторождения

На рисунке 13 показано распределение категории отказов добывающего механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения. Как видно из рисунка, основные причины отказов механизированного фонда скважин за период с 2017 по 2018 гг. разработки Ванкорского месторождения – это отказ глубинно-насосного оборудования.

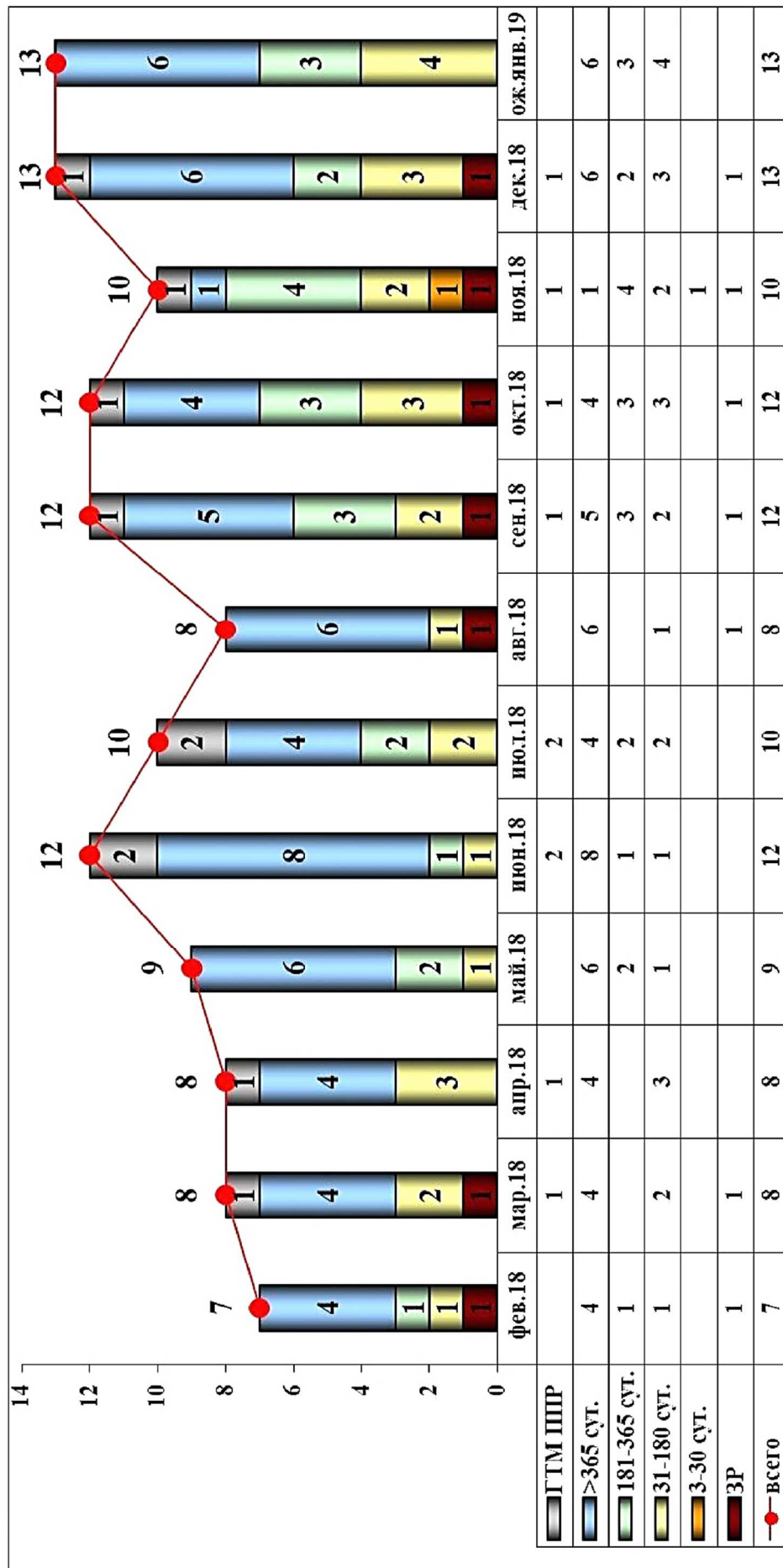


Рисунок 12 – Динамика отказов УЭЦН по наработкам за скользящий год (по месяцам) с февраля 2018 года по январь 2019 года

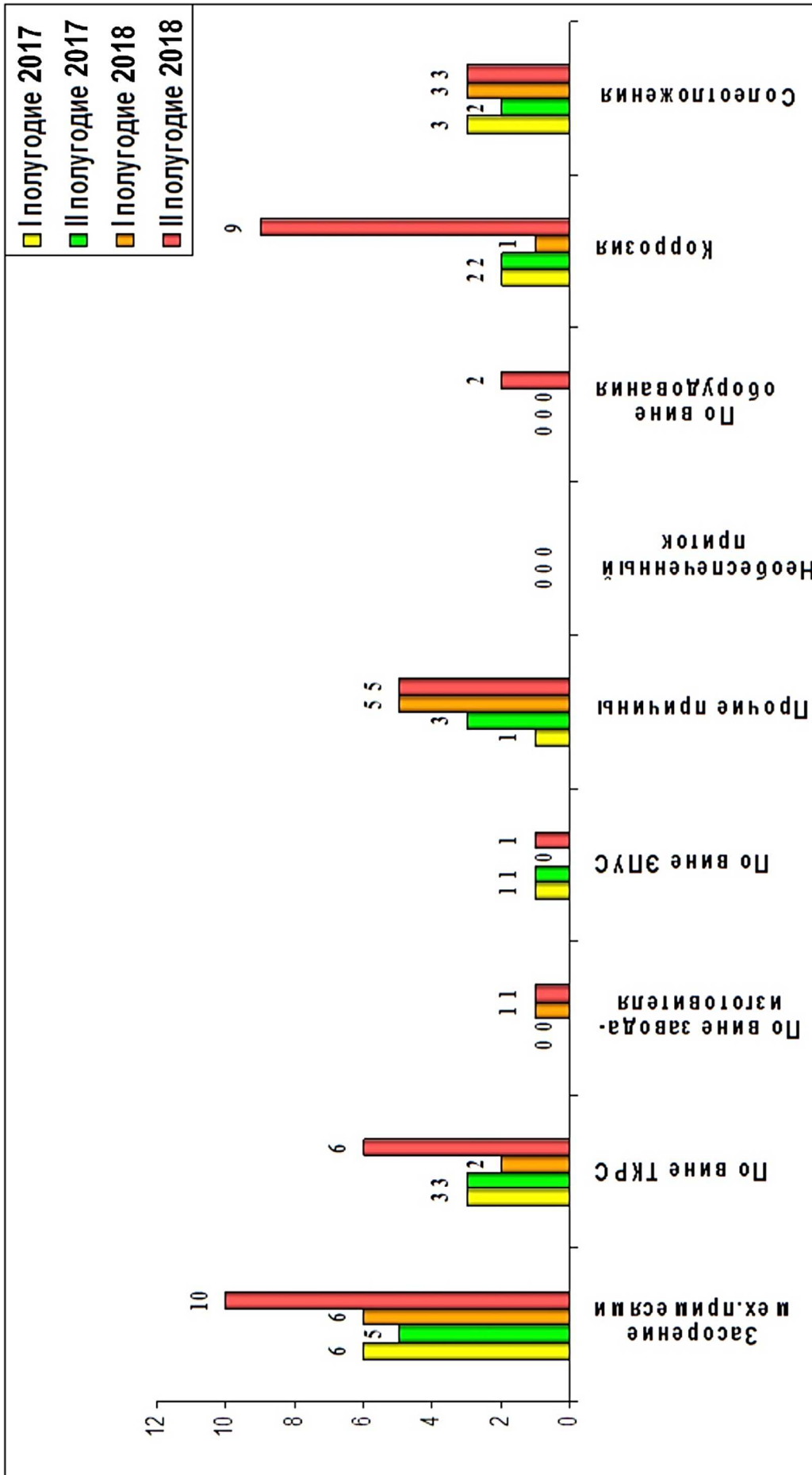


Рисунок 13 – Распределение категории отказов добывающего механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения

В ходе проводящихся расследований причин отказов механизированного фонда скважин выявлено, что основная причина отказов, исключая организационные, является засорение механическими примесями и коррозия оборудования.

Несмотря на возможность отложения АСПО и рисков возникновения коррозии, работа фонтанного фонда также стабильна. Отмечается высокий коэффициент эксплуатации 0,988 доли ед., низкое число отказов и высокие значения МРП.

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования позволяет сделать следующие выводы:

- для Ванкорского месторождения было выбрано и остаётся 2 способа эксплуатации скважин – фонтанный и с помощью УЭЦН (в данный момент «Центрлифт»). В дальнейшем сохраняются те же способы эксплуатации с преобладанием механизированного способа добычи углеводородов;
- выбранные насосы фирмы «Baker Hughes» доказали свою эффективность на данный момент низким числом отказов и высокими показателями наработки на отказ;
- основными осложняющими факторами добычи продукции скважин являются вынос механических примесей и высокие значения газового фактора.

Литература

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН – УфаНИПИнефть», 2009.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И. [и р.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука и практика : монография. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Попов В.В. [и р.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и р.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
13. Березовский Д.А. [и р.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
15. Бобырь М.В., Немов В.Ю. Инновационные подходы к разработке Ванкорского месторождения: влияние состава глушения на коэффициент восстановления проницаемости нефти // Бурение и нефть. – 2017. – № 7-8. – С. 40–43.
16. Богданчиков С.М. Системное применение новых технологий при реализации проекта Ванкор // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 4–9.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежье газом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>

18. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.
19. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 227–232.
20. Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 233–237.
21. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.
22. Мельников А.Д. Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин на примере Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 97–114.
23. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
24. Семёнов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
25. Татарина Е.Э., Кузнецова Т.И. Обзор геологических условий и основные этапы проектирования разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1. – № 1 (10). – С. 226–230.

References

1. Supplement to the Technological Scheme of Vankor field development. – Ufa : ООО RN-UfaNIPneft, 2009.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : ООО Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocheerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and the problems of the rocks modeling from the point of view of an establishment of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiplate field development // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
15. Bobyr M.V., Nемов V.Yu. Innovative approaches to the Vankor field development: influence of the killing composition on the oil permeability recovery factor // Drilling and oil. – 2017. – № 7–8. –P. 40–43.
16. Bogdanchikov S.M. System application of the new technologies at realization of the Vancor project // Oil economy. – 2009. – № 11. – P. 4–9.

17. Kusov G.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Technological regime of the gas and gas-condensate wells operation on the Bear gas field // Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department. – 2017. – № 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
18. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of ultimate anhydrous well flow rate by the example of Komsomolsk gas field // Proceedings of X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore minerals deposits» (October 24–26, 2017, Perm). Section 3: Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Regional Research Polytechnic University, 2017. – P. 176–179.
19. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of the ARPD technologies at the Vankor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 227–232.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polischuk D.A. Calculation of an economic efficiency of the apparatus «SHTORM UCM NP» as one of the methods of struggle against ARPD in the Vankor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 233–237.
21. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of the current state of the Vankor oil-gas-condensate field development // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 72–98.
22. Mel'nikov A.D. Justification of the horizontal wellbore length by the example of Vankor oil-gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 97–114.
23. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Anashkina A.E. Experience of the Vankor deposit development // Izvestia vysokhranicheskie vedenie. Oil and gas. – 2019. – № 1. – P. 47–51.
24. Semionov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of the passive inflow control devices at Vankor field // Petroleum economy. – 2009. – № 11. – P. 20–23.
25. Tatarinova E.E., Kuznetsova T.I. Review of the geological conditions and the basic design stages of the Vankor oil-gas-condensate field development // Ashirovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – № 1 (10). – P. 226–230.

УДК 622.276

ОСЛОЖНЁННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



COMPLICATED WELL OPERATING CONDITIONS OF THE VANKORSKOYE OIL AND GAS FIELD

Петрушин Евгений Олегович

заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Из-за геологических особенностей пласта и географического месторасположения Ванкорское месторождение подвержено неизбежному появлению таких осложняющих факторов как: высокий газовый фактор продукции скважин; высокое давление насыщения нефти; отложения АСПО и газогидратов, отложения солей; механические примеси; коррозионный износ подземного оборудования. В статье был выполнен анализ методов для борьбы с осложнениями при разработке и эксплуатации Ванкорского нефтегазового месторождения. Отдельно и детально рассмотрены методы по борьбе с коррозией для ЭЦН и НКТ. Выделены и предложены следующие методы: установка станций катодной защиты; применение ингибиторов коррозии, в частности, капсульных ингибиторов коррозии; использование методов пассивной защиты для металлических изделий; активное применение метода высокоскоростного газопламенного напыления.

Ключевые слова: факторы, осложняющие добычу углеводородов на Ванкорском месторождении; общая характеристика осложняющих факторов и методы борьбы с ними; осложнения при эксплуатации Ванкорского месторождения; основные риски и ограничения в добыче нефти Ванкорского месторождения; осложнения, связанные с образованием механических примесей; мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей; выпадение АСПО и методы борьбы с АСПО в процессе нефтедобычи.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
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. Due to the geological features of the formation and the geographical location, the Vankorskoye field is subject to the inevitable appearance of such complicating factors as: the high gas factor of well production; high pressure of oil saturation; deposits of asphalt-resin-paraffin deposits and gas hydrates, deposits of salts; mechanical impurities; corrosion wear of underground equipment. In the article, an analysis of methods for combating complications during the development and operation of the Vankorskoye oil and gas field was carried out. Methods for corrosion control for electric centrifugal pumps and tubing are considered separately and in detail. The following methods have been identified and proposed: installation of cathodic protection stations; use of corrosion inhibitors, in particular capsule corrosion inhibitors; use of passive protection methods for metal products; active application of the high-speed flame spraying method.

Keywords: factors complicating hydrocarbon production on the Vankorskoye field; general description of the complicating factors and how to deal with them; complications during operation of the Vankorskoye field; main risks and restrictions in oil production of the Vankorskoye field; complications associated with the formation of mechanical impurities; prevention and removal of salt deposits; asphalt-resin-paraffin deposits precipitation and abatement methods in oil production.

Общая характеристика осложняющих факторов и методы борьбы с ними

Важнейшей проблемой при добыче углеводородов во всём мире являются осложняющие факторы, такие как:

1. Образование органических отложений

Опыт эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что со временем в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках труб и рабочих поверхностях промыслового оборудования образуются отложения тяжёлых органических соединений, главным образом асфальтенов, парафинов и смол.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) ухудшают фильтрационные характеристики пласта, приводят к уменьшению межремонтного периода работы скважин, повышенному износу оборудования, снижению эффективности работы насосных установок, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ), как следствие, значительно снижают добычу нефти и влекут повышение себестоимости продукции.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный перепад температур. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворённого парафина. За счёт этого происходит движение растворённых частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Факторы, влияющие на образовании АСПО:

- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твёрдых парафинов. Необходимые температурные условия возникают, прежде всего, на внутренней стенке трубы;
- прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода;
- перепад температур (с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает);
- давление и газовый фактор.

Существуют различные методы, позволяющие с большей или меньшей успешностью предотвращать образование или удалять АСПО (рис. 1).



Рисунок 1 – Классификация методов борьбы с АСПО

По механизму воздействия все эти методы можно условно разделить на 6 основных групп:

- 1) химическая обработка продукции скважин;
- 2) тепловая обработка продукции скважин;
- 3) обработка потока жидкости физическими полями;
- 4) механическое удаление АСПО с поверхности труб и оборудования;
- 5) микробиологическая обработка продукции скважин;
- 6) применение защитных покрытий на поверхностях НКТ и забойного оборудования.

2. Образование гидратов

Газовые гидраты – твёрдые кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из газов и воды (водного раствора, льда, водяных паров).

В работающей скважине гидраты образуются в потоке добываемой жидкости. Кристаллы окружены слоем нефти, препятствующей их адгезии на стенках труб или коагуляции в устойчивые мощные конгломераты, способные перекрыть рабочий канал. При остановке скважины подъём жидкости прекращается, начинается перераспределение газа и жидкости в НКТ. Газ движется к устью, нефть и вода при активном контактировании – к забою.

Условиями образования гидратов в некотором интервале являются:

- 1) охлаждение НКТ, вызванное прекращением теплопритока от добываемой жидкости;
- 2) влияние низкой температуры окружающих пород;
- 3) интенсивный контакт газа и воды при перераспределении фаз (это приводит к ускорению гидратообразования);
- 4) наличие парафиновых отложений, приводящих к тому, что в местах сужений накапливаются стекающие по стенкам нефть, вода и дисперсные гидраты.

Образование гидратов в шлейфах предупреждают повышением температуры газа в трубопроводе с помощью нагревателей, но самый распространённый способ – подача антигидратных ингибиторов (метанола, гликоля, растворов солей и т.д.) в поток газа.

Из ингибиторов наиболее распространён метанол и его концентрированный водный раствор (10 % CH_3OH + 20 % CaCl_2), снижающий температуру гидратообразования примерно на 30 °С. Летучесть метанола в этом растворе почти в 15 раз ниже, чем в концентрированном метаноле.

Ингибитор подают в заданные точки системы сбора и подготовки газа по индивидуальным ингибиторопроводам с помощью дозировочных насосов или капельниц.

3. Отложения солей

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путём закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твёрдых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта и нефтепромысловом оборудовании. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоёмким подземным капитальным ремонтам, а в итоге – к значительным потерям в добыче нефти.

Образование нерастворимых соединений при смешении нагнетаемой и пластовой вод может являться одной из причин возрастания фильтрационного сопротивления при закачке и движении воды в пласте. Воды, закачиваемые в нефтяные залежи, по солевому составу могут отличаться от пластовых вод этих залежей. Так, при закачке воды, содержащей сульфат-ионы, в пласты, насыщенные хлоркальциевой водой, т.е. содержащей повышенное количество Ca^{2+} , в порах пласта в результате смешения этих вод может образоваться сернокислый кальций, выпадающий в осадок в виде кристаллов гипса).

В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложения солей можно разделить на 2 группы – безреагентные и химические.

4. Образование механических примесей

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьёзным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Кроме того, особенно высокий уровень КВЧ (до 1500–3000 мг/л) наблюдается на скважинах после проведения ГРП. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Существующие методы борьбы с пескопроявлением можно подразделить на использование механических средств, создающих сводовый эффект (намывные гравийные фильтры), и средств, укрепляющих породу пласта (закачка химических реагентов и др.).

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. Наиболее простым решением для данного метода является ограничение отборов жидкости из скважины, позволяющее уменьшить поступление песка в скважину, но при этом резко сокращаются дебиты нефти.

К наиболее простым, рациональным и доступным относят механические методы. К ним относят оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

Противопесочные фильтры подразделяются на проволочные, сетчатые, гравийные, гравитационные.

5. Коррозия металла

В связи с тем, что коррозия это, прежде всего, естественный процесс, возникаемый в виду отсутствия термодинамической стойкости металлов в условиях эксплуатации, срок службы металлических изделий значительно сокращается (в нефтепромысловом оборудовании в основном наблюдается электрохимическая коррозия – окисление металлов электропроводимых средах, сопровождающееся образованием электрического тока).

Для продления срока службы оборудования используются 4 основных способа, широко используемые на практике:

- 1) изоляция поверхности металлических изделий от агрессивной среды;
- 2) проведение операций с целью воздействия на металлическую поверхность для повышения его коррозионной устойчивости;
- 3) воздействие на агрессивную среду с целью снижения её воздействия на металлическую поверхность оборудования;
- 4) поддержание энергетического состояние металлического оборудования, при котором осуществления эффекта окисления невозможно или очень замедленно.

Осложнения при эксплуатации Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения

Осложнения при эксплуатации скважин на Ванкорском месторождении могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей и газогидратов;
- повышенным содержанием механических примесей;
- снижением продуктивности скважин.

На месторождении при эксплуатации скважин предусмотрены меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Наибольший риск связан с коррозионным износом оборудования, необходимо дополнительно провести ряд мероприятий и исследований для защиты скважинного оборудования.

Основные риски и ограничения в добыче нефти Ванкорского месторождения

Основными ограничениями для яковлевского горизонта являются вечная мерзлота в интервале (0–550 м) и повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40–50 %). Для нижнехетского горизонта основными ограничениями являются вечная мерзлота, высокое давление насыщения (27,1 МПа), массивная газовая шапка. Также при эксплуатации скважин яковлевского и нижнехетского горизонтов возможны риски и осложнения выпадения АСПО. Анализ отказов по осложнениям показан на рисунке 2.

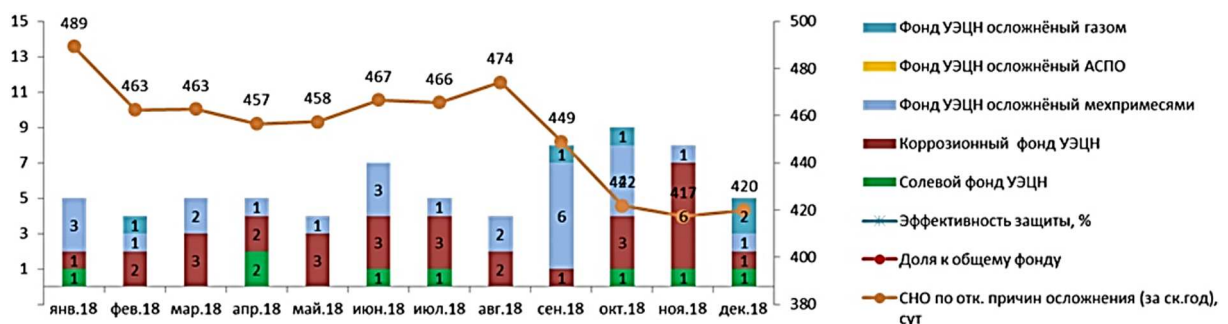


Рисунок 2 – Анализ отказов по осложнениям

Осложнения, связанные с образованием механических примесей

Основной объективной причиной, исключая организационные причины, негативно влияющей на работу механизированного фонда, является вынос механических примесей.

На текущий момент проблемам выноса механических примесей посвящено множество научно-исследовательских работ. Выработано множество классификаций и методов для борьбы с пескопроявлениями на добывающих скважинах.

В целом при анализе проблем и путей решения с пескопроявлениями на скважинах необходимо ответить на следующие вопросы:

- причины, заставляющие бороться с песком: снижение производительности скважин, разрушение обсадной колонны, щелевых фильтров и другого оборудования, очистка добываемого продукта от песка и проблема удаления песка;
- факторы, определяющие, в каких случаях необходимо применять средства задержания песка;
- принципы выбора между механическими и химическими методами задержания песка;
- особенности методов бурения и заканчивания скважин и выбор соответствующих жидкостей и других путей решения позволяющих предупредить возникновение осложнений из-за выноса песка.

Продуктивные отложения Ванкорского месторождения являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно, вынос механических примесей, при скважинной добыче, обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессий, необходимых для промышленной добычи углеводородов, неизбежно приводит к выносу механических примесей.

На месторождениях Западной Сибири, в частности, Самотлорского месторождения на основе анализа причин выхода из строя насосных установок, а также изучения технических условий на выпускаемые УЭЦН различных типоразмеров и исполнений сделаны следующие выводы:

- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 100 мг/л наименее опасен для УЭЦН в обычном исполнении;
- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 300 мг/л – неопасный диапазон для УЭЦН в специальном исполнении (износостойкие);
- диапазон механических примесей с концентрацией более 10 мг/л для УЭЦН в обычном исполнении и более 30 мг/л для УЭЦН в специальном исполнении характеризуется повышенными эрозионным износом и вибрацией УЭЦН, сопровождающимися выпадением солей на рабочих органах насосов;
- при появлении механических примесей с концентрацией более 500 мг/л, кроме эрозионного износа и вибрации, наблюдается заклинивание УЭЦН («клин»).

Анализ динамики содержания механических примесей по скважинам показывает, что ни на одной скважине нет стабильно высокого или стабильно низкого выноса примесей. Их высокое содержание (500-1000 мг/л), как правило, характерно для процесса запуска скважины после текущего или капитального ремонта.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях:

- механических примесей от обводнённости продукции;
- механических примесей от депрессии на пласт;
- механических примесей от коэффициента продуктивности скважин.

Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- 1) подбор износостойкого оборудования;
- 2) закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- 3) установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН).

На Ванкорском месторождении в целом по объектам разработки отмечается качественная зависимость увеличения количества взвешенных частиц в продукции скважин от обводнённости. Однако полноценных качественных и количественных зависимостей количества взвешенных частиц от обводнённости, депрессии, отношения забойного давления к пластовому, коэффициента продуктивности, дебита продукции скважин не выявлено. Количество взвешенных частиц одинаково присутствуют как в больших, так и в малых обозначенных параметрах. Данные результаты говорят о сложности процесса образования выноса взвешенных частиц, влияния на данный процесс литологической особенности строения продуктивных отложений и синергии обозначенных процессов.

На основе обозначенных факторов проанализирован вынос взвешенных частиц на эксплуатационных объектах Ванкорского месторождения с разделением на группы:

- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 0 до 100 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 100 до 300 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 300 до 500 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин более 500 мг/л.

При средних значениях количества взвешенных частиц по объектам Як-III-VII 149 мг/л, Нх-III-IV 161 мг/л, Нх-I 183 мг/л. Площадной зависимости распространения групп количества взвешенных частиц в продукции скважин различных категории по объектам разработки Ванкорского месторождения не выявлено.

Учитывая повышенное содержание взвешенных частиц в продукции скважин, которое обусловлено строением объектов разработки Ванкорского месторождения можно заключить следующее:

1) на большинстве скважин для добычи на Ванкорском месторождении необходимо применение износостойких УЭЦН, что уже внедрено на применяемых установках «Центрилифт»;

2) для скважин, имеющих повышенное содержание взвешенных частиц, учитывая особенности строения добывающих скважин, рекомендуется применение сепараторов песка.

В частности, для применения на Ванкорском месторождении рекомендуется сепаратор песка SandCat (патент GB2409691), либо другие сепараторы. Данный сепаратор представляет собой погружной центробежный сепаратор песка, предназначен для отделения песка от скважинной жидкости до её попадания в УЭЦН. Устройство присоединяется к основанию ПЭД. Ключевые особенности системы:

- отделяет частицы песка размером до 49 микрон;
- не требует специальной подготовки скважины;
- нет движущихся частей;
- простой монтаж;
- обеспечивает дополнительную газосепарацию;
- длина устройства зависит от производительности УЭЦН.

Также одним из способов по предотвращению выноса взвешенных частиц является крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта.

Креплению слабосцементированных пород в призабойной зоне подлежат скважины, эксплуатация которых осложнена выносом песка.

Для борьбы с выносом песка, в зависимости от конкретных геолого-технических условий, применяют следующие технические приспособления и материалы:

- установка фильтров;
- заполнение заколонного пространства гранулированными материалами или отсортированным песком;
- термические и термохимические способы;
- металлизация;
- синтетические полимеры;
- песчано-смолистые составы;
- пеноцементы.

Крепление призабойной зоны с использованием вяжущих материалов осуществляют методом консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после отверждения, которых образуется проницаемый пласт. При наличии в призабойной зоне скважины каверны (выработки) её перед креплением заполняют отсортированным кварцевым песком.

Если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, то в заколонную выработку (каверну) намывают песок до восстановления циркуляции, при обратной промывке удаляют с забоя скважины остатки песка. Проверяют скважину на приёмистость при закачивании в пласт нефти или пластовой воды. В случае необходимости проводят мероприятия по увеличению приёмистости скважины. Подготавливают в ёмкости с перемешивающим устройством тампонажный раствор. Проверяют показатели качества.

Мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей в нефтепромысловом оборудовании Ванкорского месторождения

Среди основных осложнений, проявляющихся в настоящее время в процессе эксплуатации скважин месторождения, является солеотложение на рабочих колёсах погружных скважинных центробежных насосов.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. В процессе подъёма нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках НКТ и рабочих колёсах ЭЦН, что снижает наработку на отказ насосного оборудования, дебит добывающих скважин. Образование плотного камнеобразного осадка в ПЗП в перфорационных отверстиях, в обсадной колонне, на поверхности НКТ, рабочих частях и поверхностях погружных ЭЦН приводит к снижению продуктивности скважин. В частности, отложение солей на УЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

В ходе разработки месторождения добываемая продукция будет обводняться, при этом состав добываемой воды будет изменяться от состава, соответствующего пластовой воде, до состава закачиваемой воды с учётом гидрогеохимических массообменных процессов в пласте.

Основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы:

- смешение несовместимых вод;
- изменение общей минерализации воды;
- растворение горных пород и газов;
- испарение, дегазация воды;
- изменение термобарических условий.

Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых поверхностной вод в ЗАО «Ванкорнефть» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлинды Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит.

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 14,8 мг/л, HCO_3^- – 613,7 мг/л, SO_4^{2-} – 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 539,4 мг/л, HCO_3^- – 315,2 мг/л, SO_4^{2-} – 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской НХ-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 446,4 мг/л, HCO_3^- – 585,0 мг/л, SO_4^{2-} – 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской НХ-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатно натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 160,8 мг/л, HCO_3^- – 871,0 мг/л, SO_4^{2-} – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлиньде не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 7 мг/л, HCO_3^- – 30,5 мг/л, SO_4^{2-} – отсутствует.

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов Ba^{2+} и Sr^{2+} не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлиньде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде стабильна при температурах 20–60 °С и не образует осадков;
- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20–40 °С, при температуре 60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора;
- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40–60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора;
- пластовая вода нижнехетской НХ-I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора и осадок на дне;
- пластовая вода нижнехетской НХ-III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40–60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объёмном соотношении стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона. Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если $SI > 0$, то термодинамически возможно выпадение соли, если $SI < 0$, то выпадения соли не происходит. Причём при $SI > 1$ наблюдается заметное солеотложение.

В результате моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит с водой озера Дэлиньде установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения;
- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит *склонны к солеотложению кальцита* и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит *к солевывделению кальцита растёт с повышением температуры*. По возрастанию склонности к солевывделению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетская НХ-III-IV < нижнехетская НХ-I.

Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворённого углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевывделения кальцита:

- из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит к солевывделению кальцита *не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция* (воды яковлевской и

нижнехетской НХ-I свит) и *высоким содержанием гидрокарбонат-анионов* (воды насоновской и нижнехетской НХ-III-IV свит). Смешение этих вод создаёт риск солевываждения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевываждения кальцита;

- из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита. Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и модельной смеси вод объёмного соотношения, %:

$$\text{яковлевская} : \text{нижнехетская НХ-I} : \text{нижнехетская НХ-III-IV} : \text{насоновская} : \text{озёрная} = \\ = 45 : 5 : 20 : 25 : 5$$

(модель № 5), были протестированы 3 ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 1. Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Реагент	Дозировка, мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		нижнехетская НХ	смешанная вода
1	2	3	4
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86
	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
Акватек 511М	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90

Таблица 2 – Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м ² · час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611С	100	6	0,04

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре ≤ 60 °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м³), при температуре ≥ 90 °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005 – 1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием при такой обработке является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов. Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей даёт селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжёлыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии за- давливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения.

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического до- зирования в затруб, за- давливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в за- трубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения. В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м³ попутно добываемой воды):

- Descum 2D-3611C – не менее 20;
- Ипроден С-1 – не менее 20;
- Акватек 511М – 20-30.

Выпадение АСПО и методы борьбы с АСПО в процессе нефтедобычи

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита добывающих сква- жин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Основным критерием, характеризующим выпадение АСПВ, является температура насыщения нефти парафином.

На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворённого газа, кото- рое в нефти изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти пара- фином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава – Редлиха – Квонга, модель для парафина идеальная) с учётом среднего содер- жания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 % масс.) и нижнехетского (содержание парафина 4 % масс.) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рис. 3). В таб- лице 3 приведены расчётные данные температуры насыщения нефти парафином для яковлевского и нижнехетского горизонтов.

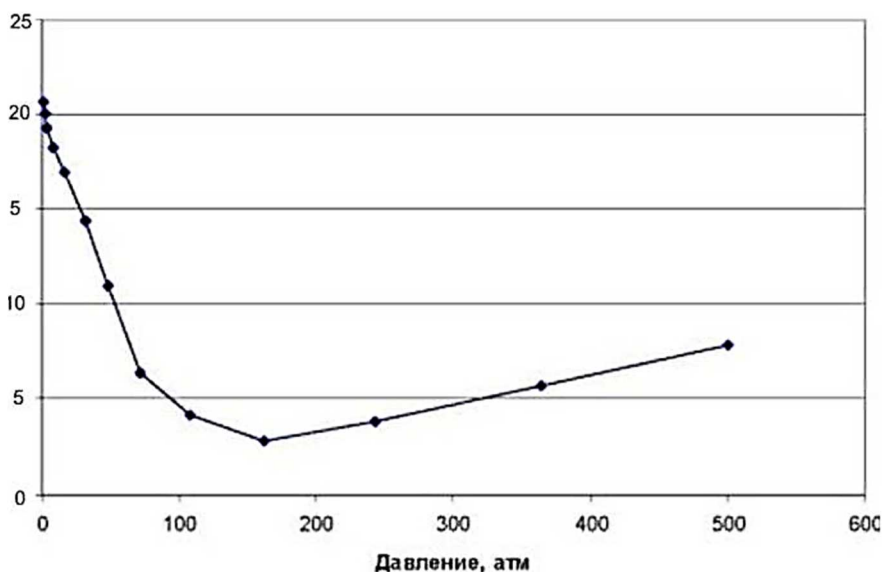


Рисунок 4 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 % масс.)

Таблица 3 – Температура насыщения нефти парафином (TUWAX, EQUATION OF STATE MODEL: SRK, PARAFFIN MODEL: IDEAL)

Горизонт	Температура насыщения нефти парафином, °С (расчёт), P = 1 МПа	Температура насыщения нефти парафином при давлении разгазирования, °С (расчёт)	Температура насыщения нефти парафином (эксперимент), °С
яковлевский горизонт	6,8	-4,3	< 6
нижнехетский горизонт НХ-III-IV	20,6	3	21

Для подтверждения корректности расчётов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки УИН-1). Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °С, что хорошо согласуется с расчётными данными.

Массовая доля парафина в твёрдом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).

Анализ результатов, представленных в таблице 9, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °С будет недонасыщена парафином и риск образования твёрдой фазы парафина при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водонефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при $t = 25$ °С образуется 0,015 % масс. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водонефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{нп}$) имеет место образование твёрдой фазы парафина в объёме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры $t_{нп} + 10$ °С позволит растворить твёрдый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения АСПО в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ отложение АСПО является необходимым условием начала парафинизации НКТ. Расчёты, выполненные на программном комплексе SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), позволяют определить зону начала выпадения парафина. Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжёлых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов). В таблице 4 приведены результаты расчёта температуры начала отложения АСПО, глубина отложения в зависимости от содержания твёрдых парафинов в нефти и температуры насыщения нефти парафином.

Таблица 4 – Результаты расчёта глубины начала отложения парафина и температуры начала выпадения парафина в зависимости от содержания парафина в нефти для скважины с дебитом 100 м³/сут. и обводнённостью 5 %

Содержание парафина, % масс.	Температура насыщения нефти парафином, °С	Глубина начала отложения, м	Температура начала выпадения парафина, °С
4	21	0	
5,5	30	210	24
6,8	35	406	28,6

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
7,5	37	485	30,4
8,7	40	603	33,2
10	42	682	35,0
12	45	800	37,8
14	47	879	39,7

Как видно из данных, приведённых в таблице 4, данных риск отложения АСПО определяется в основном содержанием парафина в добываемой нефти. Эти данные можно использовать для предварительного прогноза риска парафинизации скважины. Для более точного расчёта необходимо использовать программный комплекс SPOW.

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

При возникновении осложнений для удаления АСПО из эксплуатационных скважин рекомендуется использовать промывки НКТ горячей нефтью с растворённым ингибитором парафиноотложения. Депарафинизация НКТ горячей нефтью осуществляется без остановки скважины, когда теплоноситель подаётся в затрубное пространство между обсадной и эксплуатационной колоннами. Из-за значительных потерь тепла через обсадную колонну в грунт для повышения эффективности тепловых обработок необходимо увеличивать температуру теплоносителя до 120 °С и его расход до 60 м³.

Введение в состав горячей нефти 0,5–1,0 % ингибитора парафиноотложения позволяет повысить отмывающую способность раствора и предотвратить повторное осаждение парафина из остывающей нефти.

Уменьшение расхода горячей нефти и времени проведения депарафинизации можно достичь включением в компоновку НКТ циркуляционного обратного клапана. Клапан предназначен для создания циркуляции между затрубным пространством НКТ и внутренней полостью. Установка клапана предпочтительна на глубине ниже интервала образования АСПО на 50–100 м. Установку клапанов, изготовленных в варианте муфт, предлагается проводить в процессе спуска НКТ между трубами на необходимой глубине. Следует отметить, что в данном случае эксплуатационная скважина должна быть оборудована пакером.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приёма насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500-600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебёдок со скребками различных конструкций, «греющихся снарядов» на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникаций рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяжённости НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой пластовой продукции выше температуры её насыщения парафином. В промысловых условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб. Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных

лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО. Для предупреждения АСПО возможно использование химических реагентов-ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчёте 200–300 г на 1 тонну нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 5–10 раз превышает оптимальную. Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3–4 м³. При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определённый расход ингибитора.

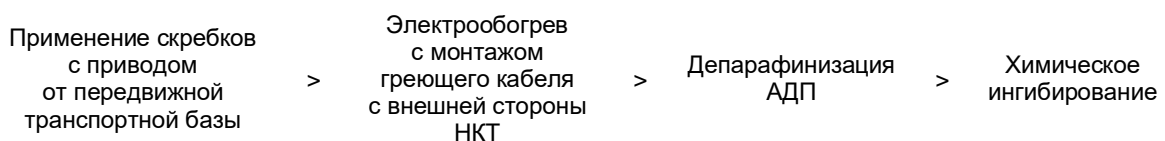
При невозможности обеспечения вышеперечисленных условий для ингибиторной защиты может быть применена технология периодической подачи реагента в скважину с помощью агрегатов ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш), которая включает монтаж, опрессовывание нагнетательной линии от агрегата к затрубному пространству скважины. Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путём перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;
- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры ввернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ.

Объём закачиваемого ингибитора в скважину для одноразовой обработки рассчитывается с учётом суммарного количества нефти в затрубном пространстве и в трубах и должен составлять не менее 5 и не более 8 % от суммарного количества нефти. После задавливания ингибитора в затрубное пространство скважину запускают в работу «на себя», продолжительность которой составляет в среднем 6 часов. Затем скважина запускается в работу в регламентном режиме.

Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов СНПХ-2005, ПМА Д-210, ФЛЭК ИП-1007, ХПП-007 и др.

Анализ экономической эффективности способов защиты скважин от АСПО показывает, что наиболее рентабельны технологии удаления АСПО с использованием механических скребков. По экономической эффективности способы борьбы с АСПО располагаются в следующий ряд:



Снижение рентабельности



Мероприятия по предотвращению и борьба с парафино-гидратными отложениями

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. Чем больше содержание парафина в нефти, тем выше температура насыщения нефти парафином, а значит, быстрее достигается равенство температур насыщения нефти парафином и газонефтяного потока, при котором реализуется процесс парафинизации оборудования.

Наиболее прогрессивным способом борьбы с парафиноотложением является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей парафиноотложения. Сравнительные лабораторные и промышленные испытания отечественных ингибиторов с зарубежными показали, что по эффективности предупреждения отложения АСПО реагенты отечественного производства не уступают лучшим образцам зарубежных фирм.

В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр реагентов: СНПХ-7212, СНПХ-7401, СНПХ-7215 и др., а также удалители: гексановая, бензиновая фракция с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67), СНПХ-7р-8, толуольная фракция и т.д. Исходя из реагентов, можно рекомендовать ингибиторы: СНПХ-7401, ИПС-2, а также удалители: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67).

Также рекомендуется применять нагревательные кабели, для предотвращения парафиноотложений. Кабели грузонесущие нагревательные (КГн) предназначены для электрообогрева фонтанных скважин и скважин, оборудованных ЭЦН, путём спуска непосредственно в НКТ в поток добываемой жидкости с целью предотвращения образования твёрдых фракций парафино-гидратов.

Предупреждение гидратообразования в скважине осуществляется выбором безгидратного режима её работы, ингибированием путём постоянной или периодической подачи антигидратного ингибитора через затрубное пространство в скважину. Для разрушения газогидратной пробки рекомендуется использование горячей воды или пара, подающихся паропередвижной установкой (ППУ) непосредственно на пробку через гибкие трубы, спущенные в НКТ через превентор. Для ликвидации пробки применяют также термохимические составы, гидроперфоратор, теплоэлектронагреватели, тепловые ванны и т.д.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Коррозионная агрессивность добываемой и транспортируемой продукции обусловлена её обводненностью, гидродинамическим режимом потока, наличием механических примесей. В свою очередь, коррозионная агрессивность водной фазы зависит от её состава, минерализации, pH, содержания коррозионно-агрессивных газов (H_2S , CO_2 и O_2) и бактерий. Пластовые воды яковлевской и нижнехетской свит по степени минерализации относятся к солёной воде (минерализация от 10 до 50 г/дм³). Пластовая вода насоновской свиты относится по степени минерализации к солоноватой воде (минерализация от 1 до 10 г/дм³). Все воды в нормальных условиях показывают pH > 7,0. Сероводород в пробах отсутствует. Содержание CO_2 в составе газа в пробе из яковлевской свиты варьируется от 0,01 % до 0,74 % (мольн.), в пробе из нижнехетской свиты – от 0,01 % до 1,50 % (мольн.). При содержании CO_2 в газе 0,74 % его концентрация в пластовой воде на забое скважины может достигать 378 мг/л, на устье скважины – 90 мг/л. При содержании CO_2 в газе 1,50 % его концентрация в пластовой воде на забое скважины может достигать 655 мг/л, в поверхностных условиях (на устье скважин) – 190 мг/л. Таким образом, можно предположить, что коррозия будет носить углекислотный характер. Для прогнозирования коррозии необходимо рассчитать скорость углекислотной коррозии. В таблице 5 представлены данные по коррозионной агрессивности пластовых вод, выраженные через скорость коррозии по трём методикам; в таблице 6 – коррозионная агрессивность моделей пластовых вод, пробы пресной воды и их смесей.

Таблица 5 – Прогнозная максимальная скорость коррозии пластовых вод Ванкорского месторождения

Методика расчёта		Скорость коррозии, мм/год	
		яковлевская свита	нижнехетская свита
Де Ваард-Миллиамс	на забое	5,68	19,66
	на устье	0,75	1,47
NORSOK M-506	на забое	0,94	4,0
	на устье	0,22	0,74
РД 39-0147323-339-89-Р	в трубопроводах	2,55	0,44

Таблица 6 – Коррозионная агрессивность моделей пластовых вод, пробы пресной воды и их смесей

Вода	Температура, °С	Скорость коррозии, г/м ² · ч
Пресная вода озера Дэлиньде	20	0,27
МПВ яковлевская свита + CO ₂	20	0,38
МПВ яковлевская свита + CO ₂ (50 %) + вода озера Дэлиньде (50 %)	20	0,68
МПВ нижнехетская НL + CO ₂	20	0,51
МПВ нижнехетская НL + CO ₂ (50 %) + вода озера Дэлиньде (50 %)	20	0,66
МПВ нижнехетская Н3-4 + CO ₂	20	0,42
МПВ нижнехетская Н3-4 + CO ₂ (50 %) + вода озера Дэлиньде (50 %)	20	0,76
МПВ насоновская свита + CO ₂	20	0,32
Состав № 1	20	0,29
Состав № 2	20	0,37
Состав № 3	20	0,31
Состав № 4	20	0,45
Состав № 5	20	0,38

Наличие углеводородной фазы и процессы осадкообразования в зависимости от гидродинамики потока могут привести как к усилению, так и к ослаблению скорости коррозии. Минерализованные воды, содержащие > 20 мг/л CO₂ либо имеющие скорость коррозионного проникновения > 0,5 мм/год, относятся к сильноагрессивным жидкостям, контакт с которыми требует применения противокоррозионных мероприятий.

Основным коррозионно-агрессивным газом в поверхностных пресных водах является растворённый кислород, концентрация которого при нормальных условиях составляет 5–7 мг/л. Зависимость скорости коррозии стали от содержания кислорода в минерализованной воде представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Скорость коррозии стали 09ГСФ в зависимости от содержания кислорода в водном растворе 20 г/л NaCl

Содержание растворённого кислорода, мг/л	0,1	0,2	0,7	1,0	2,0	8,0
Скорость коррозии, мм/год	0,012	0,13	0,30	0,37	0,48	0,80

Как следует из данных таблицы, при повышении концентрации растворенного кислорода с 0,1 до 0,2 мг/л, скорость коррозии скачкообразно возрастает на целый порядок, а дальше происходит более плавное пропорциональное её увеличение. В условиях осадкообразования кислород способствует образованию пар дифференциальной аэрации и возникновению язвенной коррозии.

На трубопроводах системы нефтесбора рекомендуется комбинировать следующие методы защиты: технологические, химические, капитальный ремонт с заменой на трубы в коррозионностойком исполнении. Технологические методы в этом ряду являются наименее затратными и рекомендуются к применению в первую очередь. Технологические методы, заключающиеся в создании антикоррозионного режима транспортирования жидкости, должны предусматривать:

- проведение комплекса мероприятий по снижению содержания механических примесей в добываемой скважинной продукции, при котором влияние абразивного износа на коррозию металла минимально;
- транспортировку нефтяной эмульсии в режиме, исключающем выпадение водной фазы.

Некоторые сведения о технологиях и их разработчиках приводятся в таблице 8.

Таблица 8 – Методы борьбы с коррозией

Методы	Технология (разработчик)
Механические	1. Скребок «Кыргач-5» («ТатНИПИнефть») 2. Технология пробковой ингибиторной защиты («ТатНИПИнефть») 3. Система протекторной защиты («ТатНИПИнефть») 4. Футерование стальных труб полиэтиленом («ТатНИПИнефть») 5. Защитное покрытие МРП («УкрگیпроНИИнефть») 6. Установки блочные автоматизированные для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии (НПО «Нефтеавтоматика») 7. Передвижной комплекс для нанесения покрытий на трубы (RAMCO OIL SERVICES PLC)
Магнитные	1. Поверхностные переводники МАГНИФЛО (АОЗТ «Новые нефтяные технологии»)
Химические	1. Состав ОАО «ПермНИПИнефть» 2. ХПС-001, ХПС-002 ХПС-007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов») 3. Комплексный ингибитор («ВНИИГаз») 4. СНПХ-6301 марки А (летняя), Реапон-И (Урусинский опытный химический завод) 5. СНПХ-1004, Альпах, Амфикор. (ПО «Химпром») 6. СНПХ-6301 «з» (Куйбышевский завод синтетического спирта) 7. Тарин, Нефтехим-1, Нефтехим-3 (Дрогобычский НПЗ) 8. Составы «Petrolite» 9. Составы «Baker Performance Chemicals»
Биологические	1. Составы «Petrolite» 2. Составы «Baker Performance Chemicals»

Литература

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН – УфаНИПИнефть», 2009.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И. [и р.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Попов В.В. [и р.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и р.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
13. Березовский Д.А. [и р.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
15. Бобырь М.В., Немов В.Ю. Инновационные подходы к разработке Ванкорского месторождения: влияние состава глушения на коэффициент восстановления проницаемости нефти // Бурение и нефть. – 2017. – № 7-8. – С. 40–43.
16. Богданчиков С.М. Системное применение новых технологий при реализации проекта Ванкор // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 4–9.

17. Кусов Г.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
18. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.
19. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 227–232.
20. Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 233–237.
21. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.
22. Мельников А.Д. Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин на примере Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 97–114.
23. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
24. Семёнов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
25. Татарина Е.Э., Кузнецова Т.И. Обзор геологических условий и основные этапы проектирования разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1. – № 1 (10). – С. 226–230.

References

1. Supplement to the Technological Scheme of Vankor field development. – Ufa : ООО RN-UfaNI-Pineft, 2009.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : ООО Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and the problems of the rocks modeling from the point of view of an establishment of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiple field development // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.

15. Bobyr M.V., Nemov V.Yu. Innovative approaches to the Vankor field development: influence of the killing composition on the oil permeability recovery factor // *Drilling and oil*. – 2017. – № 7–8. – P. 40–43.
16. Bogdanchikov S.M. System application of the new technologies at realization of the Vancor project // *Oil economy*. – 2009. – № 11. – P. 4–9.
17. Kusov G.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Technological regime of the gas and gas-condensate wells operation on the Bear gas field // *Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department*. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
18. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of ultimate anhydrous well flow rate by the example of Komsomolsk gas field // *Proceedings of X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore minerals deposits»* (October 24–26, 2017, Perm). Section 3: Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Regional Research Polytechnic University, 2017. – P. 176–179.
19. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of the ARPD technologies at the Vankor field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 227–232.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polischuk D.A. Calculation of an economic efficiency of the apparatus «SHTORM UCM NP» as one of the methods of struggle against ARPD in the Vankor field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 233–237.
21. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of the current state of the Vankor oil-gas-condensate field development // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2018. – № 4. – P. 72–98.
22. Mel'nikov A.D. Justification of the horizontal wellbore length by the example of Vankor oil-gas-condensate field // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin)*. – 2019. – № 1. – P. 97–114.
23. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Anashkina A.E. Experience of the Vankor deposit development // *Izvestia vysokhranicheskie vedenie. Oil and gas*. – 2019. – № 1. – P. 47–51.
24. Semionov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of the passive inflow control devices at Vankor field // *Petroleum economy*. – 2009. – № 11. – P. 20–23.
25. Tatarinova E.E., Kuznetsova T.I. Review of the geological conditions and the basic design stages of the Vankor oil-gas-condensate field development // *Ashirovskie readings*. – 2018. – Vol. 1. – № 1 (10). – P. 226–230.

УДК 632.15

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ БУРОВЫХ ОТХОДОВ



ANALYSIS OF ENVIRONMENTALLY HAZARDOUS DRILLING WASTE DISPOSAL TECHNOLOGIES

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Аннотация. Нефтеcодержащие отходы являются одним из неизбежных побочных продуктов нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, с которым приходится сталкиваться на нефтеперегонных заводах, в промышленных отстойниках и в непосредственной близости от трубопроводов. Помимо нефти такие отходы могут содержать большое количество различных токсичных химических веществ, воду и твёрдые частицы различного диаметра. Во избежание загрязнения окружающей среды все производства, вовлечённые в нефтедобычу и нефтепереработку, обязаны перерабатывать или утилизировать опасные отходы своей деятельности.

Ключевые слова: основные объекты загрязнения при бурении скважин; источники загрязнения при бурении скважин; систематизация источников загрязнения при бурении скважин; углеводородное загрязнение почвы; схема переработки буровых отходов; утилизация бурового шлама; способ ликвидации буровых отходов.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of chemical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of chemistry department,
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Annotation. Oil-containing wastes are one of the inevitable by-products of the oil and refining industries encountered in refineries, industrial sumps and in the immediate vicinity of pipelines. In addition to oil, such waste can contain a large number of various toxic chemicals, water and solid particles of various diameters. In order to avoid environmental pollution, all industries involved in oil production and oil refining are obliged to process or dispose of hazardous waste from their activities.

Keywords: main pollution targets when drilling wells; pollution sources during well drilling; systematization of pollution sources when drilling wells; hydrocarbon pollution of the soil; drilling waste recycling scheme; disposal of drill cuttings; method of eliminating drilling waste.

Процесс сооружения скважин сопровождается применением материалов и химических реагентов различной степени экологической опасности. Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда (подземные воды), гидро- и литосфера (открытые водоёмы, дно акваторий, почвенно-растительный покров).

Источники загрязнения при бурении скважин условно можно разделить на *постоянные* и *временные*. К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из шламовых амбаров. Ко второй группе принадлежат источники временного действия – поглощение бурового раствора при бурении; выбросы пластового флюида на дневную поверхность; нарушение герметичности зацементированного заколонного пространства, приводящее к межпластовым перетокам и заколонным проявлениям; затопление территории буровой вследствие паводка в период весеннего половодья или интенсивного таяния снегов и разлив при этом содержимого шламовых амбаров (рис. 1).

Наибольшую опасность для объектов природной среды представляют производственно-технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. В своём составе они содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы, представленных материалами и химреагентами, используемыми для приготовления и обработки буровых растворов (например, полиакриламидом (ПАА), конденсированной сульфит-спиртовой бардой (КССБ), карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ), СЖК, ВЖС, dkdrill, DKS-extender, supan, T-80). На 1 м³ отходов приходится до 68 кг загрязняющей органики, не считая нефти и нефтепродуктов и загрязнителей минеральной природы.

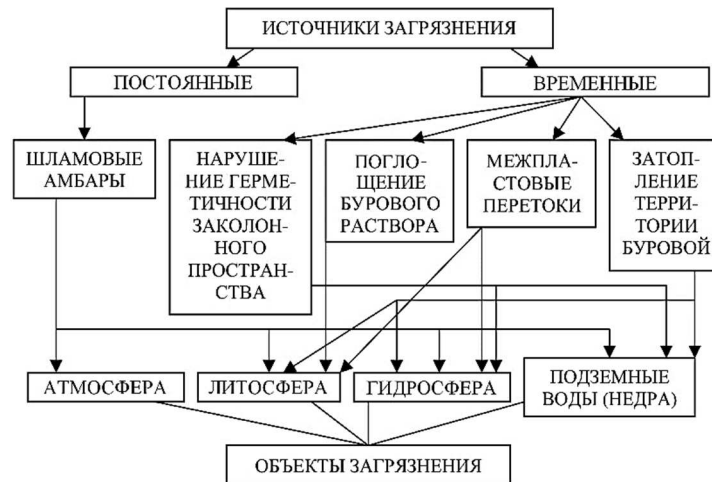


Рисунок 1 – Систематизация источников загрязнения при бурении скважин

Известно, что при бурении на шельфе Сахалина компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» предполагается сброс 60000 м³ бурового раствора и 15000 м³ шлама с одной платформы в год и приблизительно 640 м³ пластовой воды в сутки (с учётом полного срока освоения каждого месторождения). На отдельных платформах объём сбрасываемой пластовой воды может достигать 20000 м³ в сутки. На Пильтун-Астохском месторождении за двухлетний период первого этапа эксплуатационного бурения в море уже сброшено 70000 м³ буровых отходов. Такие объёмы отходов обуславливают мощное техногенное воздействие на природную среду.

При бурении скважины в Западной Сибири глубиной 2600 м в амбаре содержится около 65 % воды, 30 % шлама (выбуренной породы), 5,5 % нефти, 0,5 % бентонита и 0,5 % различных присадок, обеспечивающих оптимальную работу буровой установки. По данным химического анализа амбарных шламов содержание нефтепродуктов в шламе колеблется в пределах от 2000 до 13870 мг/кг. Нефтяная часть шлама представлена в основном парафино-нафтеновыми углеводородами – 41,8 %, из них 20 % – твёрдые парафины. Асфальтены составляют 5,6 %, смолы – 19,2 %, полициклические ароматические углеводороды – 20,1 %. В образцах асфальто-смолистых парафиновых отложений, отобранных из амбаров нефтепромыслов Западной Сибири, содержание парафино-резинных компонентов с температурами плавления 66–84 °С достигает 40–70 %, содержание органической части – 72–90 %. Нефтяная часть отходов распределяется в шламовом амбаре следующим образом: 7–10 % нефтеуглеводородов сорбируется на шламе, 5–10 % находится в эмульгированном и растворённом состоянии, остальные углеводороды находятся на поверхности амбара в виде плёнки. Неорганическую часть составляют в основном окислы кремния и железа (песок, продукты коррозии), небольшие количества (менее 1 %) соединений алюминия, натрия, цинка и других металлов.

Общеизвестен процесс самоочищения природных экосистем, однако их способность перерабатывать такие объёмы загрязнения не безгранична. Вода рек и озёр Крайнего Севера, по сравнению с водой умеренных и южных широт, слабо насыщена кислородом, органическая жизнь не столь многообразна и обильна. Поэтому если в районах средней полосы вода рек может самоочищаться на участках в 200–300 км, то для самоочищения воды в северных условиях часто оказывается недостаточной протяжённость реки в 1500–2000 км. Такая низкая эффективность процесса самоочищения рек и озёр в условиях Крайнего Севера ограничивает сброс в водоёмы буровых отходов. Особенно велико вредное влияние на почву нефтепродуктов. В почве, загрязнённой ими, резко меняется соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений.

При углеводородных загрязнениях почв из них вытесняется кислород, почва теряет продуктивность, и плодородный слой долго не восстанавливается. Самоочищение почв происходит очень медленно. Строительство на буровой амбаров-накопителей практически заключается в выемке определённого объёма грунта и обваловании полученного котлована. Гидроизоляция дна и стенок амбара не производится. При такой конструкции избежать фильтрации жидкой фазы и попадания её на окружающий ландшафт

практически невозможно. Свойства образующегося бурового шлама обусловлены минералогическим составом выбуренной породы, пластовых флюидов и остатками бурового раствора. За счёт адсорбции на поверхности частиц шлама химических реагентов, используемых для обработки буровых растворов, он проявляет ярко выраженные загрязняющие свойства. Воздействие отходов бурения на природные объекты не обязательно может проявляться в токсическом эффекте на биосферу, а способно выражаться в нарушении экологического равновесия биотопов различных трофических уровней при их взаимодействии с абиотической средой, носящей механизм функциональных повреждений экосистемы. При бурении скважин задача очистки шламов от экологически опасных буровых отходов является наиболее актуальной.

Принципиальная схема переработки буровых отходов представлена на рисунке 2.

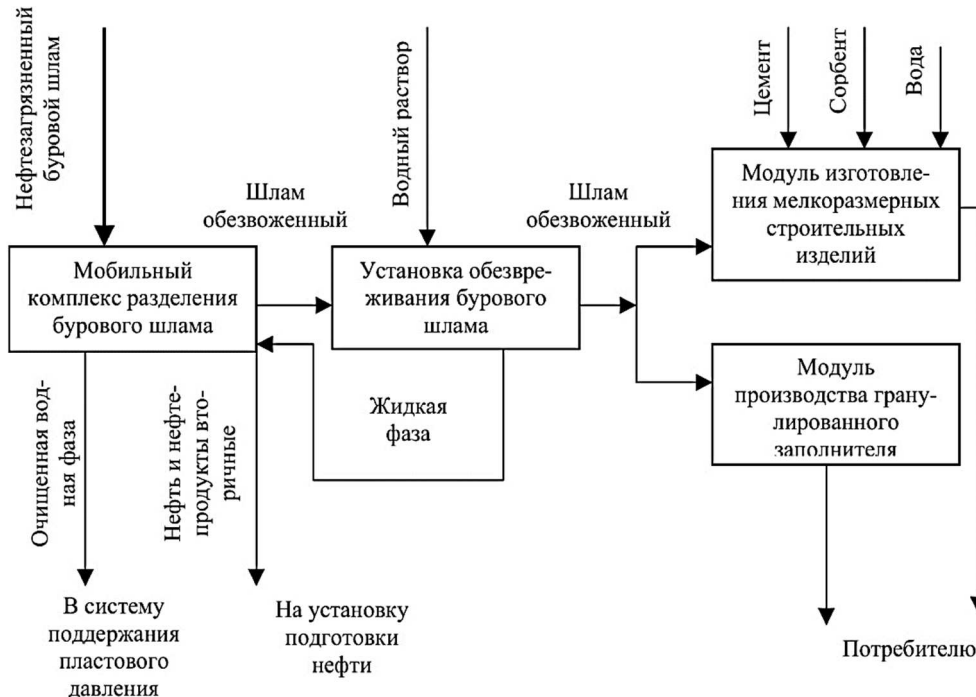


Рисунок 2 – Принципиальная схема переработки отходов бурения

Процесс ликвидации амбара с последующей утилизацией бурового шлама можно условно разделить на следующие технологические стадии:

- сбор нефтяной плёнки с поверхности амбара;
- очистка жидкой фазы от эмульгированной нефти;
- доочистка жидкой фазы (степень очистки зависит от дальнейшего использования очищенной воды);
- обезвоживание и обезвреживание бурового шлама;
- утилизация бурового шлама;
- очистка нефтезагрязнённого грунта.

Таким образом, весь технологический процесс ликвидации шламового амбара проводится в два этапа:

- 1) очистка и обезвреживание содержимого амбара;
- 2) собственно утилизация бурового шлама.

Первый этап должен проводиться с учётом особенностей состава отходов, находящихся в шламовом амбаре.

Один из способов утилизации буровых отходов включает рытьё котлована в минеральном грунте. Извлечённый грунт используется для обвалования котлована и гидроизоляции полости котлована слоем глины. Затем котлован заполняется отходами бурения, проходит процесс расслоения отходов бурения на загущенную и жидкую фазы. Амбары освобождают от жидкой фазы, которую направляют в систему сбора и подготовки нефти с последующим использованием её в системе поддержания пластового давления. Вода из жидкой фазы может удаляться путём испарения. Затем загущенные отходы бурения засыпают минеральным грунтом.

Другой способ ликвидации буровых отходов предусматривает сооружение котлованов в минеральном грунте с гидроизоляцией металлическими листами, или синтетической плёнкой, или железобетонными плитами, или деревянными щитами с битумным покрытием, или композициями на основе глины, извести, цемента. После отвода осветлённой воды и заполнения котлована-отстойника загущенным отстоявшимся осадком его периодически чистят или навсегда выключают из работы. Такая система широко используется в бурении, однако удовлетворительной её назвать нельзя, во-первых, потому, что она не решает проблемы обезвоживания осадка в целом и, во-вторых, потому, что методически непрерывно загрязняет прилегающие к котлованам окрестности и гидросети.

На рисунке 3 показано устройство для регенерации бурового раствора, которое работает следующим образом. Выходящая из скважин промывочная жидкость попадает на сито 1, очищается от частиц размером более 0,1–1,5 мм и попадает в гидроциклонный пескоотделитель 2, где из него удаляются частицы размером более 0,04 мм. Очищенная жидкость дозировочным насосом 3 через трубопровод высокого давления 4 подаётся на форсунку 5 и распыляется внутри сушилки 6 в направлении от конусного днища вверх. При этом твёрдые частицы совершают путь вверх, не долетая до крышки, падают вниз и выгружаются через отверстие 8 в накопительную ёмкость 16. Газовые горелки 9 или подвод теплоносителя через приспособление 10 обеспечивают процесс сушки, в результате которой происходит парообразование и доведение температуры влажных отходящих газов и твёрдых остатков до 120 °С. Испарению жидкости способствует также разрежение, создаваемое в трубопроводе 11 вентилятором 12. Вентилятор нагнетает влажные отходящие газы в ороситель 13, где при взаимодействии с водой и буровым шламом из них конденсируется влага, участвующая в растворении адсорбированных химических реагентов. Избыток конденсата с растворёнными компонентами по трубопроводу 14 самотёком поступает в дозировочный насос. Процесс отмыва продолжается в винтовом транспортёре 15 до выгрузки шлама из оросителя в накопительную ёмкость 16.

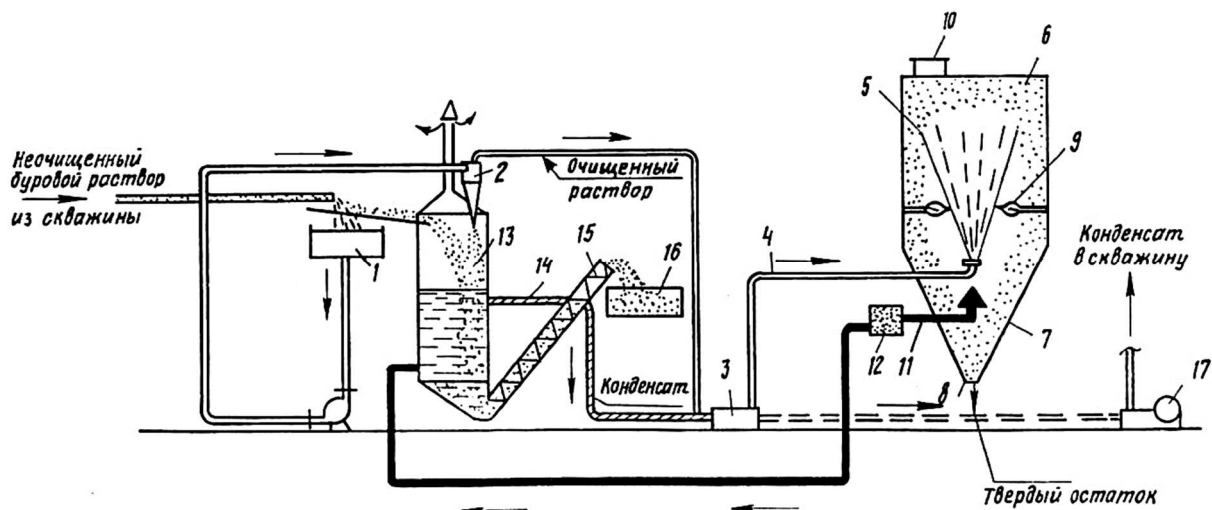


Рисунок 3 – Устройство для регенерации бурового раствора:

- 1 – сито с ёмкостью; 2 – гидроциклонный пескоотделитель; 3 – дозировочный насос;
 4 – трубопровод высокого давления; 5 – распылительная форсунка; 6 – распылительная сушилка;
 7 – коническое днище; 8 – отверстия для выгрузки твёрдых остатков; 9 – встроенные газовые горелки;
 10 – приспособление для подвода теплоносителя; 11, 14 – трубопровод; 12 – вентилятор; 13 – ороситель;
 15 – винтовой транспортёр; 16 – накопительная ёмкость; 17 – буровой насос

В Великобритании предложен метод термического обезвоживания буровых растворов и сточных вод, предусматривающий создание высокопроизводительных бездымных горелок. Фирма «British Petroleum» разработала горелки, производительность которых изменяется в широком диапазоне – от 142 до 8500 м³/сут. газа.

Аналогичные разработки были предприняты ещё в СССР. В Северном филиале ВНИИСТА создана передвижная установка для переработки буровых растворов с использованием метода распылительной сушки. Для получения теплоносителя предполагалось использовать природный или сжиженный газ, мазут, дизельное топливо, нефть. Схема состояла из передвижной сушильной камеры распылительного типа, смонтированной на

санях, и оборудования для очистки раствора, которым комплектуется буровая установка. Установка предназначалась для обезвреживания шлама, регенерации избыточных объёмов бурового раствора, добавочных жидкостей. Буровой раствор, поступающий из скважины, последовательно очищался на выбросите и батарее гидроциклонных песко- и илоотделителей.

Шлам поступает в ороситель, где отмывается от глины и химреагентов в горячей воде и осаждается под действием гравитационных сил на конусообразное дно, откуда шнеком подаётся в бункер для сбора и хранения. Нагрев и поступление воды в ороситель осуществлялись за счёт нагнетания вентилятором отработанного теплоносителя и пара, постоянно удаляемых из распылительной сушильной камеры. В процессе горения топлива образовывались сернистые соединения, загрязняющие атмосферу. Поступая с отработанным теплоносителем в ороситель, они взаимодействовали с подогретой жидкостью и образовывали водные сернистые соединения, что предотвращало загрязнение атмосферы.

Широкие температурные интервалы сушки позволяли получать гранулированные препараты с заданными свойствами. Многолетние исследования на экспериментальной установке показали, что распылительная сушка при температуре 270 °С в области газовых горелок (при этом температура среды в верхней части сушильной камеры составляет 250 °С, а в области конуса около 80 °С) практически не оказывает отрицательного влияния на бентонитовую глину и химреагенты, пригодные к повторному применению для приготовления буровых растворов.

Сушка модельных растворов с добавлением нефти и дизельного топлива в количестве до 15 % показала их полную пожаро- и взрывобезопасность. В результате распылительной сушки получали гранулы размером не более 0,5 мм.

В качестве распылительной сушки предлагали использовать при незначительной реконструкции башню из комплекта БПР-1. Техническая характеристика установки приведена ниже:

Высота в рабочем состоянии, м	7,0
Длина, м	7,0
Ширина, м	3,2
Масса, тонн	8,5
Производительность (м ³ /ч) по промывочной жидкости при содержании твёрдой фазы:	
10 %	0,914
32 %	1,06

Следует подчеркнуть, что установка экономически выгодна лишь при утилизации отработанных буровых растворов, а не сточных вод.

Исследования химической коагуляции показали эффективность этого метода и позволили установить активность реагентов-коагулянтов в среде буровых сточных вод. Сходные и лучшие результаты показывают сернокислый алюминий и композиция сернокислого алюминия с хлорным железом. Другие реагенты оказались менее активными. Способ реагентной коагуляции нашёл большое распространение для очистки буровых сточных вод при морском бурении. Так, институт «Гипроморнефтегаз» разработал технологию коагуляции буровых сточных вод повышенной минерализации с помощью натриевых и литиевых солей сополимера малеинового ангидрида со стиролом. Аналогичные работы проводились Дальневосточной морской нефтегазоразведочной экспедицией глубокого бурения. Коагулянт в данном случае служил широко распространённый сульфат алюминия 10 %-ной концентрации. Полученные результаты характеризуются как довольно эффективные.

В институте «ТатНИПИНефть» разработана система очистки, предусматривающая шламонакопитель, нефтеловушку и каскад котлованов-отстойников. Буровые сточные воды, освободившись от выбуренного шлама и по возможности от нефти, поступают в первый котлован, подвергаются обработке коагулянтами (соли алюминия или железа) в сочетании с флокулянт (полиакриламид). Здесь происходит хлопьеобразование, и осветлённая вода перетекает в последующий котлован для отстоя и дальнейшего использования для технологических нужд: для обмыва площадок, оборудования,

охлаждения штоков, приготовления растворов и для борьбы с поглощениями бурового раствора в процессе бурения.

В США буровые сточные воды также нейтрализовали химическими реагентами. В состав очистных сооружений входили ёмкости объёмом 160–320 м³ для смешивания химических реагентов, отстойники и центрифуги. Параметры очищенной жидкости по взвешенным веществам не превышали 50 мг/л, по нефтепродуктам – 15 мг/л, по растворённым веществам – 3 г/л.

В объединении «Укрнефть» была разработана и прошла испытания на буровых Борисоглебского УБР в режиме очистки буровых сточных вод методом химической коагуляции и покаскадного отстаивания установка очистки воды типа УОВ. Установка УОВ имеет следующую техническую характеристику:

Производительность, м ³ /ч	3
Масса, тонн	8
Потребляемая мощность, кВт	8
Диапазон эксплуатационных температур, °С	0–40
Расход коагулянта в пересчёте на сухое вещество, кг/м ³	1,0
Время непрерывной работы, ч	16

В процессе испытания установки выявлены отдельные конструктивные и технологические недоработки. В зимних условиях эксплуатации необходимы термоизоляция трубопроводов и обогрев помещения ангара. Установка недостаточно автономна, что вызывает неудобство при её монтаже в условиях буровых. Шлам, полученный при очистке буровых сточных вод, не утилизировался, а вывозился для захоронения. Благодаря отсутствию котлованов-отстойников, применение данной установки позволило значительно сократить площадь, занимаемую буровой, и снизить потребность последней в технической воде.

Институтом «Гипроморнефтегаз» проведены исследования по окислению и гидрофобизации шлама. Окислителем служила перекись водорода, оптимальная концентрация которой составила 15–20 %. Время реакции не превышало 2 часа, а окисляемость органики в шламе достигала 65 %. Добавка 0,05–0,2 % перманганата калия в качестве катализатора процесса повышала эффективность обезвреживания шлама до 95–98 %.

Гидрофобизация частиц бурового шлама направлена на уменьшение диффузии органических веществ с поверхности шлама. В качестве гидрофобизирующего вещества была испытана натриевая соль сополимера малеинового ангидрида со стиролом в присутствии электролитов. После обработки шлама диффузия органики с его поверхности не превышает 2–3 мг на 1 л воды, что в 25 раз ниже установленных токсичных доз. Поэтому если для рыбохозяйственных водоёмов ПДК необезвреженного бурового шлама равна 0,4 г/л, то после гидрофобизации она достигает 35–40 г/л, т.е. токсичность бурового шлама уменьшается в 80–100 раз.

Коми филиалом ВНИИГаза разработана и испытана в промышленных условиях установка УОБС-1М, основанная на принципе электрокоагуляции с использованием эффекта тонкослойного отстаивания. Она предназначена для разделения буровых сточных вод на осветлённую воду и загущенный осадок. Система утилизации остатка не предусматривалась. Техническая характеристика установки представлена ниже:

Производительность, м ³ /сут.	48–60
Доза электролитического алюминия, мг/л	4550
Скорость потока, м/с:	
– на входе в электрокоагулятор	1,1
– на выходе из электрокоагулятора	0,07
Время пребывания воды в аппарате, мин.	20–30

Осветлённую воду можно использовать для водоснабжения буровой. Однако установка не лишена некоторых недостатков:

- вертикальный габарит не позволяет транспортировать её без демонтажа;
- замену отработанного электрода можно производить только при наличии грузоподъёмного устройства;
- не решена проблема пассивации электродов (не обеспечивается сохранение постоянного зазора между ними, что влечёт за собой по мере растворения анода перерасход электроэнергии).

Установка прошла промысловые испытания. Широкого использования в промышленности не нашла.

Из зарубежных известна технология США, которая предусматривает смешение твёрдых отходов бурения с нефтью и последующую термическую обработку в специальных испарителях дополнительного удаления влаги. При этом образуется смесь нефти с распределёнными в ней обезвоженными частицами твёрдой фазы. Затем твёрдую фазу отделяют от нефти путём сепарации. Полученный продукт благодаря термической обработке свободен от патогенных микробов, вирусов и спор. Его используют в качестве топлива, удобрения, строительного грунта. Технология применяется на 70 предприятиях США и в других странах.

В США и Канаде получены обнадеживающие результаты по внесению отработанных буровых растворов в почвы. Способ заключается в равномерном распределении содержимого котлована-отстойника по поверхности земли и механическом перемешивании его с буровыми отходами. Технология обработки почв применяется недавно, и в США к ней пока относятся сдержанно. Но первоначальные результаты, полученные в Канаде, дают основание считать его перспективным с точки зрения повышения плодородности полей при условии, естественно, абсолютного отсутствия в составе буровых отходов вредных примесей, оказывающих отрицательное влияние на качественный состав земель. Предпочтительнее применять такой способ в равнинной местности, где уровень грунтовых вод находится достаточно низко от поверхности земли.

Аналогичные работы выполнены институтом «ВНИИКРнефть» совместно с Кубанским сельхозинститутом. Здесь исследовалась пригодность отработанных буровых растворов, содержащих гуматные реагенты, в качестве ингредиентов или основы химических мелиорантов для облагораживания солонцовых, песчаных и супесчаных почв. Добавка к таким растворам фосфогипса-дегидрата превращает их в эффективный мелиорант, содержащий структурообразующий коллоидный комплекс с рациональным количеством питательных для почв компонентов (гуматов, калия, кальция, разлагающейся органики, носителем которых служит отработанный буровой раствор, а также фосфора и некоторых микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дегидратом). Предпосылкой тому служит механизм процесса мелиорации, заключающийся в связывании глинистым коллоидным комплексом разрозненных частиц указанных типов почв, обеднённых глинистым компонентом, в единую морфологически и агрономически ценную структуру.

Вегетативно-полевые испытания такого мелиоранта (8–12 тонн/га с последующим орошением при поливной норме 300–400 м/га) показали его высокую эффективность. Так, прибавка урожая ячменя на солонцовых почвах составила 75,1 %; супесчаных – 58,7; на песчаных – 47,7 %.

Другим направлением можно считать применение отработанных буровых растворов как основу для приготовления тампонажных составов, необходимых при креплении скважин и изоляции зон поглощений. В качестве вяжущего используют синтетические основы, цемент, гипс и другие материалы. В частности, тампонажный состав на основе глинистого раствора, разработанный институтом «ВНИИКРнефть», включает фенолформальдегидную сланцевую смолу ТС-10, формалин или уротропин. Начало и конец схватывания смеси при различных температурах регулируется оптимальным соотношением компонентов. В результате поликонденсации водорастворимых сланцевых фенолов, содержащихся в смоле ТС-10, с формалином или уротропином смесь превращается в фенолформальдегидно-глинистую пластмассу. Отвердевшая пластмасса практически нерастворима в пластовых флюидах, непроницаема и коррозионно-устойчива в водных растворах солей одновалентных металлов.

Другой широко распространённый метод обезвоживания – фильтрование стоков через слой проницаемых грунтов с последующим подсушиванием осадка до 80 %-ной влажности. Однако этот способ отделения твёрдой фазы буровых отходов также неприемлем.

Интересен опыт обезвоживания твёрдых отходов сточных вод методом замораживания-оттаивания. Совместно с методом вакуумирования влагосодержание твёрдого остатка удаётся снизить до 64 %. Однако из-за сложности технологии данный способ практического использования не нашёл. Применяются фильтровальные аппараты, действующие под избыточным давлением с предварительной обработкой сточных вод химреагентами (например, известью). При этом получают осадок с водосодержанием до 95 %. Однако в хозяйстве буровой использование такого способа нетехнологично.

Практическое применение получила в последнее время кислотная обработка загущенных влажных отходов. В результате добавления кислоты к влажному гидрокислому осадку образуется реакционная смесь, жидкая фаза которой представляет собой раствор регенерированного коагулянта, а твёрдая фаза – нерастворимые в кислоте органические и минеральные вещества, а также гипс, образующийся при взаимодействии солей кальция с серной кислотой. После разделения фаз раствор регенерированного коагулянта используется для очистки исходной воды, а вторичный кислый шлам подвергается нейтрализации и обезвоживанию. Объём вторичного шлама обычно составляет 8–20 % исходного осадка.

Термический метод нейтрализации бурового шлама считается наиболее эффективным и практически доступным. Исследования, выполненные в институте «Гипроморнефтегаз», показали, что при концентрации обычного необоженного шлама в морской воде выше 0,5 г/л среда обитания для организмов моря становится опасной. При прокаливании же шлама при температуре 300 °С токсичность шлама снижается в 10 раз, а при 500 °С шлам обезвреживается полностью. Тестом, проведённым на молоди лосося, весьма чувствительной к токсичным воздействиям, установлена безвредность среды обитания при концентрации обоженного шлама в морской воде до 1000 г/л. При этом выживаемость лосося, интенсивность питания, физиологические и биохимические показатели крови практически не отличались от контрольных. Анализы воды Каспийского моря также указывают на незначительные изменения её гидрохимического состава под влиянием прокалённого шлама. Термическая обработка шлама осуществлялась в электропечи барабанного типа СБОУ-6 с производительностью 140 кг/ч.

Американской фирмой «Hughes Drilling Fluids» разработана автономная установка для очистки и переработки шлама в случае применения буровых растворов на нефтяной основе. Установка состоит из вакуумно-дистилляционного блока, предназначенного для переработки шлама, и компьютерного блока управления. Шлам, поступающий в блок переработки, предварительно измельчается в специальной гидроприводной мельнице до получения частиц размером 100–200 мкм. Образующийся порошок затем подвергают прогреву в роторной печи до 350 °С. При этом происходит испарение воды, дизельного топлива и химреагентов. В перегонной секции создаётся вакуум. Пары конденсируются в теплообменнике, и образующаяся жидкая фаза в виде дизтоплива и химреагентов возвращается в циркуляционную систему. Порошкообразный шлам, содержащий 1 % загрязняющих компонентов, направляется в выкидную линию для сброса в отходы. Весь процесс переработки и очистки шлама автоматизирован. Рабочий цикл переработки и очистки 2 тонн шлама длится 30 мин. Общая масса регенерирующей установки составляет 29 тонн при габаритных размерах блока переработки 5х2,85х3,15 м и компьютерного блока управления 6,6х2,76х3,35 м.

В институте «БашНИПИНефть» сконструирована и испытана передвижная установка по термической обработке шлама. Она состоит из циклонной топki, мельницы для измельчения шлама, устройства его подачи в приёмную ёмкость, системы водяного охлаждения, насоса и вентилятора. Размельчённый шлам из приёмной ёмкости шестерёнчатый насосом подаётся в циклонную топку. Поддув топki осуществляется с помощью вентилятора. Насос необходим для привода в действие системы водяного охлаждения. Производительность установки 500 кг/ч, теплонапряжённость поверхности топki 17,5х10 Вт/м², диаметр топki 440 мм. Циклонная топка обеспечивает полное выжигание углеводородов, шлам не содержит органических соединений.

На предприятиях Главтюменнефтегаза по разработанной институтом «ВНИИКР-нефть» технологии практиковалось подземное захоронение жидких отходов бурения. К последним относят отработанный буровой раствор и буровые сточные воды. Отходы собирают в амбары. Стоки попадают сначала в первую секцию – шламовый амбар, где оседает

значительная часть механических примесей, а затем жидкая часть отходов перетекает во вторую секцию – накопительный амбар. В поглощающие пласты закачиваются отходы из накопительного амбара. Оставшиеся в котловане твёрдые отходы (буровой шлам, выпавшие в осадок взвеси) засыпаются минеральным грунтом при рекультивации площади. Для нагнетания отходов используют поршневой насос с индивидуальным приводом. В поглощающие объекты отходы бурения поступают по насосно-компрессорным трубам. Объекты захоронения отходов бурения вскрывают кумулятивной перфорацией.

Технология реинджекшн – закачивание буровых отходов в затрубное пространство или в специально пробуренную скважину, закачивание в скважину после завершения буровых работ. Основные условия для применения реинджекшн – геологическая возможность для закачивания (наличие принимающего пласта, водоупорных пластов над и под принимающим пластом, чтобы предотвратить загрязнение грунтовых вод). Компания «Сахалин Энерджи» установила оборудование для обратной закачки бурового шлама и раствора в пласты. При бурении верхних интервалов скважин сбрасывался только буровой раствор на водной основе. Такой практике следуют нефтедобывающие компании на Аляске и в Норвегии. Все отходы бурения и нефтедобычи на Кенайском газовом месторождении (Аляска) компания «Marathon Oil Corporation» закачивает под землю. Станция была построена в 1995 году и кроме отходов, поступающих с работающих месторождений, на ней закачивались отходы со старых шламонакопителей. В день на станции можно закачать до 3000 м³ жидких отходов. Для пластовой воды бурится специальная скважина, в которую закачивается до 200 м³ в день. Кроме того, пластовая вода закачивается ещё и в эксплуатационные скважины для повышения интенсивности газодобычи. Следует отметить, что бурение поглощающих скважин запрещается в зонах санитарной охраны источников хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Перспективным методом ликвидации буровых отходов можно считать их отверждение (солидификацию) с последующим захоронением под слой минерального грунта или использованием в хозяйственной деятельности. Глиноподобная отвердевшая масса служит как строительный материал или как удобрение после помола. Для отверждения отходов бурения их обрабатывают активизирующими добавками. Цель считается достигнутой, если прочность отвердевшей смеси через 3 сут. составляет 0,1 МПа (грунт с такой прочностью выдерживает массу автомашины или трактора). В качестве отвердителей применяют любые крепители: полимеры, формальдегидные смолы, гипс, жидкое стекло и др. Наиболее доступен портландцемент, добавка которого должна составлять не менее 10 % по объёму от отверждаемой массы. Для ускорения сроков схватывания его содержание увеличивают или вводят полиэлектролиты (поваренная соль, хлористый кальций, кальцинированная сода).

Проведён значительный объём исследований по отверждению отходов бурения добавками тампонажного цемента, мочевино-формальдегидных смол и полимерного реагента, представляющего собой раствор полиуретановых предполимеров с концевыми изоциануратными группами. При этом добавки барита и минеральных солей ускоряют отверждение раствора и увеличивают прочность образцов, а полимерные и органические реагенты (КМЦ, УЦР, КССБ) замедляют отверждение и снижают прочность отверждённого материала. Недостаток применения цемента и мочевино-формальдегидных смол – значительный расход вяжущих и длительный срок отверждения. Более предпочтительным является реагент из класса полиуретановых смол. При его взаимодействии с водой образуется резиноподобная пластичная смесь, которая со временем приобретает прочность цементного камня. Скорость схватывания такой смеси зависит от концентрации реагента и температуры среды отверждения. В качестве вяжущего исследовали также карбамидную смолу марки КФЖ (ГОСТ 14231-78) с добавкой двойного суперфосфата (ГОСТ 16306-80) в качестве отвердителя. Наибольшая прочность отверждённого материала отмечена через 21 сут. при содержании карбамидной композиции (отношение смолы к отвердителю 1:1) в количестве 5–6 %. Отверждённая смесь устойчива по отношению к воде.

Отверждение отработанных буровых растворов с помощью портландцемента и форполимера (отхода цементной промышленности) проводили в институте «ВНИИКР-нефть». Отличительной особенностью форполимера является его селективная способность к отверждению в водной среде. При взаимодействии с буровым раствором образуется резиноподобное пластичное тело. Образцы не обладают достаточной устойчивостью

по отношению к воздействию пластовых вод. Расход цемента составил не менее 4/5 от массы бурового раствора. Экстрагирование отверждённых образцов показало более чем 100-кратное снижение ХПК экстракционного остатка по сравнению с фильтратом исходного раствора, причём этот показатель снижался в соответствии с возрастом образцов и увеличением в их составе доли портландцемента. К недостаткам способа относят значительный расход минерального вяжущего.

В 70–80-х годах прошлого столетия, когда появились данные о токсичности буровых шламов и их основных компонентов, углубились знания об основных закономерностях миграции компонентов буровых шламов в окружающей среде, особенно в подземных (грунтовых) водах и почвогрунтах, произошла переоценка применяемых способов (технологий) утилизации. Появились более сложные и совершенные способы и их сочетания. Все известные технологии переработки буровых шламов по методам переработки можно разделить на следующие группы (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика основных методов утилизации отходов бурения

№№ n/n	Метод	Основной классификационный признак
1	Термический	сжигание в открытых амбарах, печах различных типов, получение битуминозных остатков
2	Физический	захоронение в специальных могильниках, разделение в центробежном поле, вакуумное фильтрование и фильтрование под давлением, замораживание
3	Химический	экстрагирование с помощью растворителей, отверждение с применением неорганических (цемент, жидкое стекло, глина) и органических (эпоксидные и полистирольные смолы, полиуретаны и др.) добавок, применение коагулянтов и флокулянтов
4	Физико-химический	применение специально подобранных реагентов, изменяющих физико-химические свойства, с последующей обработкой на специальном оборудовании
5	Биологический	микробиологическое разложение в почве непосредственно в местах хранения, биотермическое разложение

При очистке амбаров с нефтяной плёнкой на поверхности возникает необходимость предварительного сбора плёнки с поверхности амбарной жидкости установками типа УСН-2, УСН-300, СМ-5 (табл. 2) и добавления растворов органических флокулянтов ФТ-410, ПТ-506, неорганических флокулирующих сорбентов СФ-А1 с последующим перемешиванием и отстаиванием в течение 1–2 сут.

Таблица 2 – Технические характеристики установок для сбора нефтяной плёнки

Наименование показателя	УСН-2	УСН-300	СМ-5
Производительность по нефтепродуктам, м³/час	0,2	3,0	5,0
Минимальная допустимая толщина слоя нефтепродуктов, мм	0,01	0,1	1,0
Эффективность сбора нефтепродуктов, %	99,5	99,5	90,0
Содержание воды в собранных нефтепродуктах, %	2	5	2-10

В процессе отстаивания происходит разрушение эмульсии, затем производят повторный сбор нефтепродуктов с поверхности амбара. Оставшаяся вода с небольшим содержанием нефтепродуктов прокачивается через установку НЗУ-100 – горизонтальный отстойник для задерживания основной массы нефтепродуктов и взвешенных веществ и камеру из двухступенчатых безнапорных фильтров с загрузкой сорбентом (ГС имеет ёмкость поглощения 6–8 г нефтепродуктов на 1 г сорбента, степень очистки воды – 95–99 %). Перспективно применение ультрадисперсных порошкообразных сорбентов на основе оксидно-гидроксидных фаз алюминия. Адсорбент обеспечивает быструю коагуляцию нефтяной микроэмульсии в достаточно крупные фрагменты. Вода после очистки может быть использована в технических целях либо сбрасываться в водные объекты. После удаления сточных вод шлам готовят для очистки от нефтяных углеводородов.

Очистка амбаров с большим содержанием эмульгированных и отсутствием плёночных нефтеуглеводородов осуществляется следующим образом. Жидкая фаза амбарных

отходов с высоким содержанием эмульгированных нефтепродуктов (более 0,5 г/л) пропускается через установку типа УСФ-0,5. Технические характеристики установки:

Производительность, л/час	200–500
Количество нефтепродуктов в исходной эмульсии, г/л	1–20
Количество нефтепродуктов в жидкой фазе после очистки, г/л	0,002–0,1
Дозы реагентов, г/л	0,2–1
Степень очистки, %	98–99

Технология основана на использовании процессов седиментации и флотации из водных растворов органических реагентов. В качестве деэмульгатора и флокулянта используются реагенты ПТ-506 и ФСТ-407. При обработке эмульсии не требуется её подогрев или изменение pH раствора. Установка включает в себя насос, смеситель, бак-отстойник, флотатор, диспергирующее и дозирующее устройства, ёмкости для реагентов. Отделённые нефтеуглеводороды собираются в ёмкость и могут быть использованы в качестве топлива. Водная фаза доочищается в установке типа НЗУ-100 и может использоваться в технических целях, либо сбрасываться в водоём. Оставшийся шлам готовят для очистки от нефтеуглеводородов.

В качестве наиболее прогрессивных можно перечислить некоторые современные технологии ликвидации амбаров-накопителей и утилизации буровых шламов, применяемые в России и за рубежом.

Компанией «ACS 530» (США) разработана мобильная система «MTU 530» обработки и очистки гряземасло-нефтяных отходов. Установка смонтирована на базе автомобильной платформы, способна разделять нефтешламы на различные фазы – нефть, вода, твёрдые вещества – за счёт центрифугирования нагретого бурового шлама. Вода пригодна для последующей биологической очистки; отделённая нефть может быть использована в технических целях; обезвоженный осадок – для производства строительных материалов. Установка применялась в России для устранения последствий аварии нефтепровода в Республике Коми. Производительность установки – 10 м³/ч по исходному нефтешламу (при концентрации нефти до 65 %). Центрифугированием можно достичь эффекта извлечения нефтепродуктов на 85 %, механических примесей – на 95 %.

Компанией «KHD Humboldt Wedag AG» (Германия) предложена технология разделения нефтешламов на фазы с последующим сжиганием шлама. Установка снабжена устройством для забора нефтешлама, виброситом для отделения основной массы твёрдых частиц, трёхфазной центрифугой, сепаратором для доочистки фугата с центрифуги, печью. Производительность установки – до 15 м³/ч по исходному нефтешламу.

Для очистки нефтешламов и буровых отходов, содержащих ПАА, КССБ, КМЦ, СЖК, ВЖС, dk-drill, сурап на нефтедобывающих предприятиях Башкортостана нашёл применение эффективный биопрепарат «Родотрин 2».

Предварительно обезвреженный буровой шлам может использоваться в производстве строительных материалов – кирпича, керамзита, мелкогабаритных строительных изделий и т.п. (табл. 3).

Таблица 3 – Возможная номенклатура продуктов утилизации бурового шлама

№№ n/n	Наименование	Использование
1	Шлакоблоки по ГОСТ 6133-84	в малоэтажном строительстве для ограждающих и несущих конструкций, подсобных зданий
2	Плитка тротуарная по ГОСТ 17608-91	для устройства сборных покрытий тротуаров
3	Бордюрный камень по ГОСТ 6665-91	для отделения проезжей части улиц от тротуаров, газонов, площадок и т.д.
4	Связующие смеси по ГОСТ 23558-94	для устройства оснований и дополнительных слоёв оснований автодорог с капитальным, облегчённым и переходными типами дорожного покрытия
5	Гранулированный наполнитель	в бетонах

В АНК «Башнефть» на нефтешламовых амбарах «Самсык» в НГДУ «Октябрьск-нефть» применялась технология, заключающаяся в растворении, нагреве с обработкой химическими реагентами для отделения отстоем воды и механических примесей. Полученная нефть направлялась на дальнейшую переработку.

В НГДУ «Туймазынефть» с 1995 года внедрена установка фирмы «Татойлгаз», основанная на технологии фирмы «Maiken» (Германия). Технология заключается в нагреве нефтешлама, обработке деэмульгаторами, разрушении эмульсии в декантаторе с предварительным отделением воды и механических примесей. Доведение до требуемого качества товарной нефти осуществляется на второй стадии – в испарителе и трёхфазном сепараторе.

В последние годы нефтедобывающими предприятиями в производство внедряются различные технологические решения, направленные на утилизацию отходов бурения. Однако унифицированного способа переработки буровых шламов с целью обезвреживания и утилизации не существует.

Выводы

Проведённый анализ методов утилизации показывает, что предотвращение загрязнения среды и сокращение использования природной воды на бурение скважин достигается многократным использованием технической воды в технологическом обороте. Для этого необходима комплексная очистка буровых сточных вод с применением физических, химических и биологических методов. Переработка отходов нефтедобычи, несомненно, в первую очередь направлена на снижение негативного воздействия на окружающую среду. Однако немаловажен и социально-экономический эффект для предприятия: уменьшение платы за размещение отходов, получение прибыли от реализации продуктов утилизации, расширение инфраструктуры рабочих профессий предприятия, создание дополнительных рабочих мест.

Литература

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионных средах. – СПб. : Недра, 2005. – 318 с.
2. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2016. – 135 с.
3. Булатов А.И., Левшин В.А., Шеметов В.Ю. Методы и техника очистки и утилизации отходов бурения / Обзорная информация. Серия «Борьба с коррозией и защита окружающей среды». – М. : ВНИИОЭНГ, 1989. – 56 с.
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Быков И.Ю., Гуменюк А.С., Литвиенко В.И. Охрана окружающей среды при строительстве скважин / Обзорная информация. Серия «Коррозия и защита окружающей среды в нефтегазовой промышленности». – М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – 37 с.
6. Быков И.Ю. Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. – Л. : Издательство Ленинградского университета, 1991. – 240 с.
7. 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.
8. Тютенева З.И. [и др.]. Экология : учебно-методическое пособие для студентов высших учебных заведений. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2009. – 127 с.
9. Шеметов В.Ю. Ликвидация шламовых амбаров при строительстве скважин / Обзорная информация. Серия «Борьба с коррозией и защита окружающей среды». – М. : ВНИИОЭНГ, 1989. – 33 с.
10. Утилизация экологически опасных буровых отходов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/3c0b65635a3bc79b4d43a88421306c37_0.html
11. Абдукадирова Ф.Б., Турапова Н. Экологический мониторинг и его задачи // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 25–27.
12. Арифжанова М., Аюпова М., Усманова Г. Некоторые аспекты оценки состояния экологической безопасности нефтегазовых объектов // Булатовские чтения. 2017. – Т. 4. – С. 92–94.
13. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 9. – С. 39–42.

14. Боровский Н.А. Изменение гидрохимических показателей воды при попадании буровых компонентов // Газовая промышленность. – 1990. – № 6. – С. 30–38.
15. Король В.В., Позднышев Г.Н., Манырин В.Н. Утилизация отходов бурения скважин // Экология и промышленность России. – 2005. – № 1. – С. 40–42.
16. Кочетова Ж.Ю., Кравченко А.А., Верхов С.В. Влияние нефтезагрязнения на почву и способы её рекультивации // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 4. – С. 67–70.
17. Липский В.К., Спиридон Л.М. Стационарные рубежи удержания разлившейся нефти на реках // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 178–182.
18. Озерова Е.В., Кучеренко С.В. Современное состояние нефтегазового комплекса мира и России // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 235–237.
19. Поварова Л.В. Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 189–205.
20. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
21. Поварова Л.В. Рациональное использование производственных сточных вод // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). Секция 2: Очистка природных и сточных вод. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 160–167.
22. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.
23. Поварова Л.В. Анализ применения биотехнологий для очистки различных загрязнений окружающей среды // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2019. – № 1. – С. 190–206.
24. Поварова Л.В. Влияние нефтяных загрязнений на окружающую среду и определение методов борьбы с ними // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/34.pdf>
25. Сабуров Х.М., Мурадов Б.З., Мухамедгалиев Б.А. Загрязнение окружающей природной среды отходами производства // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 4. – С. 110–111.
26. Савенок О.В., Савенок Н.Б. Утилизация буровых сточных вод // Труды КубГТУ. Серия: Нефтегазопромысловое дело. – Краснодар : КубГТУ, 2003. – Т. XIX. – Вып. 3. – С. 253–257.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Березовский Д.А. Перспективы использования физико-химического и математического моделирования для разработки высокоэффективной комплексной технологии очистки и подготовки пластовых вод // Экология и промышленность России, 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 66–71.
28. Савенок О.В., Поварова Л.В., Приходько М.Г. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // 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. 28–32.
29. Третьяк Л.П., Абдуллаев А.А. Оценка риска как перспективное направление для обеспечения безопасности в нефтегазовой промышленности // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 296–298.
30. Чернова К.В. К вопросу о ликвидации разливов нефти и нефтепродукта в процессе освоения арктического шельфа // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 347–348.
31. Ягафарова Г.Г., Мавлютов М.Р., Барахнина В.Б. Биотехнологический способ утилизации нефтешламов и буровых отходов // Горный вестник. – 1998. – № 4. – С. 43–46.
32. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2006. – № 1. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Yagafarova/Yagafarova_2.pdf
33. Ягафаров Р.Г., Абдуллин В.Р., Мавлютов М.Р. Устройство для регенерации компонентов бурового раствора. Патент РФ № 899840 от 23.01.1982. – Б.И. № 3. – 1982.
34. Ягафарова Г.Г., Мавлютов М.Р., Барахнина В.Б. Способ очистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и полимерных добавок в буровой раствор. Патент РФ № 2093478 от 20.10.1997. – Б.И. № 29.
35. Яранцева С.М. Изучение технологий утилизации бурового шлама // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года, г. Томск): в 2 томах. – Томск : Издательство ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 282–283.

References

1. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S. Durability of plugging stone in corrosive media. – St.-Petersburg : Nedra, 2005. – 318 p.
2. Aliev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of oilfield equipment on ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2016. – 135 p.
3. Bulatov A.I., Levshin V.A., Shemetov V.Yu. Methods and techniques of the drilling waste treatment and utilization / Review information. Series: Corrosion control and environment protection. – M. : VNIOENG, 1989. – 56 p.
4. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bykov I.Yu., Gumenyuk A.S., Litvienko V.I. Environmental protection in the construction of wells / overview information. Series: Corrosion and Environmental Protection in Oil and Gas Industry. – M. : VNIYO-ENG, 1985. – 37 p.
6. Bykov I.Y. Technique of ecological protection of the Far North at well construction. – L. : Publishing house of Leningrad University, 1991. – 240 p.
7. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational Health and Safety at Drilling and Operation of Oil and Gas Wells : a Manual. – Novocheerkassk : Lick, 2016. – 290 p.
8. Tyukhteneva Z.I. [et al.]. Ecology : teaching material for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2009. – 127 p.
9. Shemetov V.Yu. Elimination of slurry pits at well construction / Review information. Series: Corrosion Fighting and Environmental Protection. – M. : VNIOENG, 1989. – 33 p.
10. Disposal of ecologically dangerous drilling waste. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/3c0b65635a3bc79b4d43a88421306c37_0.html.
11. Abdukadirova F.B., Turapova N. Ecological monitoring and its tasks // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 25–27.
12. Arifzhanova M., Ayupova M., Usmanova G. Some aspects of an ecological safety assessment of the oil and gas objects // Bulatovskie readings. 2017. – Vol. 4. – P. 92–94.
13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Ecological problems at development of the oil shale hydrocarbon deposits // Environment protection in oil and gas complex. – 2015. – № 9. – P. 39–42.
14. Borovskiy N.A. Change of the hydrochemical water parameters at penetration of the drilling components // Gas industry. – 1990. – № 6. – P. 30–38.
15. Korol V.V., Pozdnyshov G.N., Manyrin V.N. Utilization of Waste Drilling // Ekologia i Promyshlennosti Rossii. – 2005. – № 1. – P. 40–42.
16. Kochetova Zh.Yu., Kravchenko A.A., Verkhov S.V. Influence of oil pollution on soil and its reclamation // Bulatovskie readings. – 2019. – T. 4. – P. 67–70.
17. Lipskiy V.K., Spiridonov L.M. Stationary boundaries of the oil spill retention on the rivers // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 178–182.
18. Ozerova E.V., Kucherenko S.V. Modern state of the world and Russian oil and gas complex // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 235–237.
19. Povarova, L.V. Analysis of the oil-containing waste water treatment methods // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 1. – P. 189–205.
20. Povarova L.V. Ecological risks connected with the oil fields exploitation // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – p. 112–122.
21. Povarova L.V. Rational use of the industrial waste waters // Actual questions of environment protection : collection of reports of All-Russian scientific and technical conference (17–19 September 2018, Belgorod). Section 2: Purification of natural and waste water. – Belgorod : Publishing House of Belgorod State University of Technology and Technology, 2018. – P. 160–167.
22. Povarova L.V., Kusov G.V. Normative and technical regulation of the ecological safety in oil and gas industry // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 195–216.
23. Povarova L.V. Analysis of biotechnologies application for purification of the various environment pollution // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin), 2019. – № 1. – P. 190–206.
24. Povarova L.V. Oil pollution influence on environment and determination of the control methods // Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department. – 2019. – № 01. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2019/01/34.pdf>
25. Saburov H.M., Muradov B.Z., Mukhamedgaliev B.A. Pollution of the environment by production wastes // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 4. – P. 110–111.
26. Savenok O.V., Savenok N.B. Drilling waste water utilization // Proc. of Kuban State Technical University. Series: Oil-and-gas-field business. – Krasnodar : KubGTU, 2003. – Vol. XIX. – Edition 3. – P. 253–257.

27. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. Perspectives of the physical-chemical and mathematical modeling use for development of the high-efficiency complex technology of the formation water treatment and preparation // Ecology and industry of Russia, 2019. – Vol. 23. – № 3. – P. 66–71.
28. Savenok O.V., Povarova L.V., Prikhodko M.G. Factors causing ecological danger of oil production // Collection of reports of the IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for young people «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 28–32.
29. Tretiak L.P., Abdullayev A.A. Risk assessment as a promising direction to ensure safety in the oil and gas industry // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 296–298.
30. Chernova K.V. To the question of an oil and oil product spill elimination in the process of the Arctic shelf development // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 347–348.
31. Yagafarova G.G., Mavlyutov M.R., Barakhnina V.B. Biotechnological method of oil slope and drilling wastes utilization // Mountain bulletin. – 1998. – № 4. – P. 43–46.
32. Yagafarova G.G., Barakhnina V.B. Utilization of ecologically dangerous drilling wastes // Electronic scientific journal «Neftegazovoe Delo». – 2006. – № 1. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Yagafarova_2.pdf
33. Yagafarov R.G., Abdullin V.R., Mavlyutov M.R. Device for regeneration of drilling mud components. The patent of the Russian Federation № 899840 from 23.01.1982. – B.I. № 3. – 1982.
34. Yagafarova G.G., Mavlyutov M.R., Barakhnina V.B. Method of cleaning soil and water from oil, oil products and polymer additives in drilling mud. Patent of the Russian Federation № 2093478 of 20.10.1997. – B.I. № 29.
35. Yarantseva S.M. Studying the technology of drilling mud disposal // Problems of geology and mineral resources development: proceedings of the XX International M.A. Usov Symposium of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University (April 4–8, 2016, Tomsk): in 2 volumes. – Tomsk : TPU Publishing House, 2016. – Vol. 2. – P. 282–283.

УДК 622.243.27

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ № 1273
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПУТЁМ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА**



**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY
FOR RESTORATION OF PRODUCTIVITY OF WELL № 1273
OF THE URENGOYSKOE FIELD BY SIDETRACKING**

Холопов Евгений Александрович

инженер-технолог
капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
Schenek25@icloud.com

Шиян Станислав Иванович

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

Мусийченко Сергей Витальевич

оператор автозаправочных станций,
ООО «Лукойл-Югнефтепродукт»
musiychenko.serzh@bk.ru

Назаренко Константин Александрович

мастер капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
na3ar822015@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрено проведение геолого-технических мероприятий по зарезке бокового ствола в скважине № 1273 Уренгойского месторождения и показано положительное влияние бурения скважин с боковыми стволами на конечный коэффициент извлечения нефти. Технология зарезки боковых стволов на Уренгойском месторождении становится особенно актуальной в связи с естественным снижением дебита скважин, растущей обводнённостью продукции и увеличением числа аварийных скважин. Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счёт использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения. Бурение боковых стволов даёт возможность увеличить дебит старой скважины за счёт вскрытия пластов, ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта.

Ключевые слова: техника и технология восстановления продуктивности скважины; зарезка бокового ствола; обновление конструкции скважины; профили проводки боковых

Kholopov Evgeny Aleksandrovich

Well overhaul process engineer,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
Schenek25@icloud.com

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of Oil and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Musiychenko Sergey Vitalevich

Petrol station operator,
«Lukoil-Yugnefteprodukt» LLC
musiychenko.serzh@bk.ru

Nazarenko Konstantin Alexandrovich

Well overhaul master,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
na3ar822015@gmail.com

Annotation. The article considers the implementation of geological and technical measures for sidetracking in well № 1273 of the Urengoykoye field and shows the positive effect of drilling wells with sidetracks on the final oil recovery coefficient. The technology of sidetracking at the Urengoykoye field is becoming especially relevant due to the natural decrease in well production, increasing water cut in production and an increase in the number of emergency wells. The cost and payback period of capital expenditures for the construction of a sidetrack is significantly lower than the same indicators for drilling a new well due to the use of most of the existing wellbore and the existing infrastructure of the field. Sidetracking makes it possible to increase the production rate of an old well by opening up formations that were previously considered unprofitable or missed more productive formation zones.

Keywords: equipment and technology for restoration of well productivity; sidetracking; substantiation of well design; sidetracking profiles; preparatory work before

стволов; подготовительные работы перед резкой бокового ствола; вырезание «окна» в эксплуатационной колонне; бурение под хвостовик и цементирование хвостовика.

sidetracking; cutting out the «window» in the production casing; liner drilling and liner cementing.

Рассмотрим общие сведения по скважине № 1273 до проведения буровых работ по резке бокового ствола. Скважина пробурена в июне 1984 года, а в октябре 2009 года передана в фонд бездействующих скважин по причине обводнения. За время эксплуатации скважины добыча составила 1373150 тыс. м³ сепарированного газа. Конструкция скважины № 1273 представлена в таблице 1.

Таблице 1 – Конструкция скважины № 1273 Уренгойского месторождения

Существующая конструкция скважины № 1273			
Размер колонны, мм	Интервал спуска, м	Ропр, кгс/см ²	цементаж колонн
426	направление 149,6	–	до устья
324	кондуктор 549,42	120	до устья
245	техническая колонна 1384	160	до устья
168	эксплуатационная колонна 3032,8	270	до устья
В эксплуатационной колонне вырезано окно для бурения в интервале 2570-2573 м			
114	эксплуатационный хвостовик 1334–3135,62		1334–3135,62
114	фильтр скважинный 3135,62–3335,62		–

Проводимые ремонтные работы в скважине № 1273:

- капитальный ремонт 11.05.1985–25.03.1986 гг. – растепление гидратной пробки;
- капитальный ремонт 01.12.1989 г. – растепление гидратной пробки;
- капитальный ремонт 20.05.2005 г. – азотный лифт;
- капитальный ремонт 26.06.2012 г. – ревизия НКТ, ПЗР к ГРП, ГРП (вызов притока); подъём НКТ d = 101,6 мм – длительные ловильные работы.

Учитывая динамику ловильных работ, а также непредсказуемость успешности полного извлечения оставшейся части подземного оборудования и длительное проведение аварийно-восстановительных работ, дальнейшие работы по ремонту скважины были приостановлены.

Технико-технологические решения при выполнении резки и бурения бокового ствола

Технология реконструкции скважин предусматривает:

- вырезание бокового окна в эксплуатационной колонне;
- бурение, спуск и цементирование эксплуатационного хвостовика с фильтровой частью (ФБ-114 с заглушками) длиной 200 м.

Технические решения по углублению скважины, заложенные в проекте, основаны на использовании серийно выпускаемых долот, забойных двигателей и бурильных труб.

Выбор типоразмера породоразрушающего инструмента определяется диаметром обсадных труб и физико-механическими свойствами горных пород.

Применяемая для бурения скважины мобильная буровая установка МБУ-125 или ZJ-30 представляет собой самоходную нефтепромысловую установку, смонтированную на базе шасси высокой проходимости (с колёсной формулой 10×8) МЗКТ-7004 (Минский завод колёсных тягачей).

Выбор типа буровой установки приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Выбор типа буровой установки

	Наименование	Вес колонны в воздухе, кН	Оснастка талевой системы	Расчётная нагрузка на крюке с учётом $K_{зап}$, кН
1	Бурильная колонна при бурении под эксплуатационный хвостовик	736	4x5	($K_{зап} = 1,66$) 1221,7
2	Обсадная колонна: – эксплуатационный хвостовик с фильтром ФБ-114 с учётом транспортной колонны	689,0	4x5	($K_{зап} = 1,11$) 764,7

Примечание – В соответствии с ожидаемой максимальной нагрузкой на крюке принимается мобильная буровая установка МБУ-125 с допускаемой нагрузкой на крюке 1226 кН (125 тс) при оснастке 4x5

Мобильная буровая установка МБУ-125 имеет следующие основные узлы: однобарабанную лебёдку с гидротормозом, телескопическую вышку, регулируемую по высоте, талевую систему, гидравлическую, пневматическую и электрическую системы управления (табл. 3).

Таблица 3 – Сведения о буровой установке

№№ n/n	Наименование оборудования	Шифр, тип оборудования
1	Буровая установка	МБУ-125
2	Шасси	БАЗ-69099
3	Вышка буровая	двухсекционная телескопическая (h = 37 м)
4	Ротор	P-560 (из комплекта МБУ-125)
5	Лебёдка буровая	из комплекта МБУ-125
6	Насосная установка (2 шт.)	8Т-650-01
7	Циркуляционная система	МЦС-80

Установка оснащена гидроприводным ключом типа КПР-12 и спайдером типа СГ-80 (СГ-125), а также имеет привод для ротора Р-560.

Вышка – телескопическая, с открытой передней гранью. Подъём в рабочее положение осуществляется одним трёхсекционным гидродомкратом. Выдвижение верхней секции – с помощью гидроцилиндра.

Для проведения спускоподъёмных операций с вертикальной установкой труб установка оснащена с рабочей площадкой. Мобильная буровая установка МБУ-125 комплектуется рабочей площадкой и мостиками для укладки труб.

Силовой блок (дизельный двигатель + гидромеханическая трансмиссия) расположен на раме автошасси, в задней стороне кабины водителя и приводит в действие как лебёдку, так и роторный стол установки.

Блок резервуаров ЦС состоит из основания блока и укрытия. На основании размещаются ёмкости для раствора, оборудование для приготовления и очистки бурового раствора.

Ёмкости выполнены на раме-салазках с узлами захвата для транспортирования агрегата трактором через трос «волоком», а также погрузки на автомобильный полуприцеп. Монтаж на полуприцепе осуществляется в кратчайшие сроки при помощи крепёжных элементов – струбцин.

На боковых стенках имеются быстросъёмные люки очистки квадратной формы с поворотным механизмом запираения, через которые производится очистка ёмкости и при необходимости может быть слит промывочный раствор.

Для удобства сборки и эксплуатации манифольд высокого давления от буровых насосов до буровой установки проходит по ёмкости блока приготовления и далее вдоль ёмкости блока очистки. Все соединения трубопровода с нагнетательными шлангами выполнены в виде быстроразъёмных соединений, аналогичных разъёмам буровой установки. Также на линии нагнетания установлено дроссельно-запорное устройство с дистанционным пневмоуправлением, облегчающее запуск буровых насосов в условиях отсутствия рабочей нагрузки на их двигатели и для плавного восстановления циркуляции жидкости в скважине.

Ёмкости оснащены паровыми регистрами для обогрева приготовляемого раствора в холодное время и паровыми калориферами с взрывозащищёнными вентиляторами для обогрева помещений с оборудованием.

Обоснование конструкции скважины

Конструкция должна быть экономичной и обеспечивать:

- эксплуатационную надёжность скважины как технического сооружения;
- проектный уровень её эксплуатации;
- оптимальный режим проводки ствола скважины на уровне современных техники и технологии;
- предупреждение осложнений и аварий;
- охрану недр в процессе бурения и в период эксплуатации;
- качественное разобщение продуктивных и проницаемых горизонтов.

В соответствии с утверждённым «Техническим заданием» реконструкция скважин предусматривает зарезку бокового ствола из 168 мм эксплуатационной колонны, спуск 114 мм цементируемого эксплуатационного хвостовика с фильтром ФБ-114-01 в интервал продуктивного пласта. При спуске и креплении использовать комплекс для манжетного цементирования ПХМЦ 114/168. Фильтр ФБ-114-01 производства ООО «Тяжпрессмаш» – фильтр беспроволочный с длиной перфорированного участка 7,2 м на трубе 9–11 м, с количеством отверстий на 1 п/м – 30 шт. и диаметром 14 мм. Отверстия должны быть заглушены кислотнорастворимыми заглушками. Заглушки фильтра после ОЗЦ должны разбуриваться совместно с разделительной пробкой.

Голова эксплуатационного хвостовика устанавливается выше башмака технической 245 мм колонны на 50 м.

Эксплуатационный хвостовик формируется из труб 114×7 мм группы прочности «Д» с высокогерметичным резьбовым соединением ТМК CS по стандарту API 5 CT.

Допускается замена отечественных труб на трубы импортного производства с прочностными характеристиками, соответствующими расчётным, и высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «Премиум», в том числе без уплотнительных смазок.

Профили проводки боковых стволов

Одним из условий эффективности разработки месторождения боковыми стволами (БС) является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выборе типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БС.

При определении профиля бокового горизонтального ствола (БГС) следует руководствоваться:

- возможностью его выполнения, т.е. соответствием современному уровню техники и технологии;
- оптимальным сочетанием входных и выходных параметров.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Если зенитный угол составляет 55–75 град., скважина считается пологой, если 75–97 град. – горизонтальной.

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля понимается часть бокового ствола скважины от её устья до точки, являющейся началом горизонтального участка. На стадии проектирования бурения началом горизонтального участка считается точка входа в заданный цилиндр допуска. Высота цилиндра – коридор проводки горизонтального участка, радиус окружности (круга допуска) – максимально допустимое отклонение фактического забоя от проектного. Эти параметры определяются с учётом технологических возможностей бурения, исходя из последствий в нарушении сетки разработки месторождения. При проектировании направляющей части БГС используются известные методики

расчёта профиля наклонно-направленной скважины, а проектирование профиля горизонтального участка осуществляется в соответствии с проектными документами на разработку месторождения с применением БГС.

Расчёт элементов профиля представляет собой оптимизационную процедуру, выполняемую в автоматизированном, а при необходимости процесса – в диалоговом режимах.

Основными составляющими элементами профиля наклонно-направленных боковых стволов (ННБС) являются следующие участки: набор, стабилизация, уменьшение зенитного угла. Сочетание трёх этих видов интервалов приводит к широкому разнообразию проектных профилей (от двухинтервального и более).

Возможен профиль, содержащий участок набора зенитного угла с помощью отклонителя, участок набора зенитного угла с пониженной интенсивностью при помощи неориентируемых компоновок, участок стабилизации зенитного угла и участок регулируемого или естественного снижения зенитного угла.

Исходные данные для расчёта профиля скважины № 1273:

- глубина скважины (по вертикали) – 2903 м;
- интервал зарезки бокового ствола – 2570-2573 м;
- глубина залегания кровли продуктивного пласта – 2883 м;
- интенсивность увеличения зенитного угла ствола скважины изменяется от 1,56 до 1,776.

Результаты расчёта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта профиля скважины

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, град.	Азимут град.	Глубина скважины по вертикали, м	Отход по вертикали, м
2570,00	0,86	24,95	2528,61	375,60
2583,00	2,00	70,00	2541,60	375,61
2697,00	20,00	70,00	2654,00	376,23
3135,62	84,26	70,00	2883,00	520,00
3335,62	84,26	70,00	2903,00	673,14

На рисунке 1 приведена проекция наклонно-направленной скважины № 1273 Уренгойского месторождения.

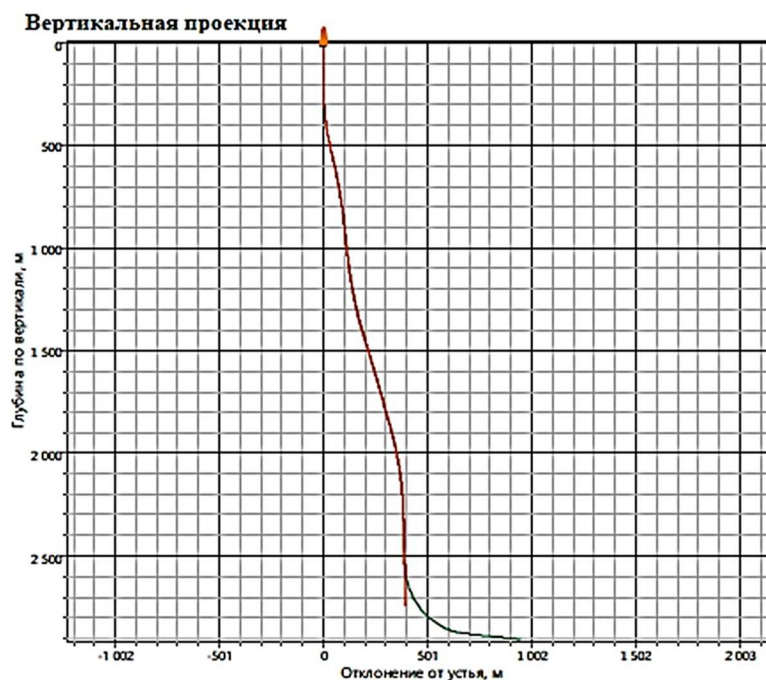
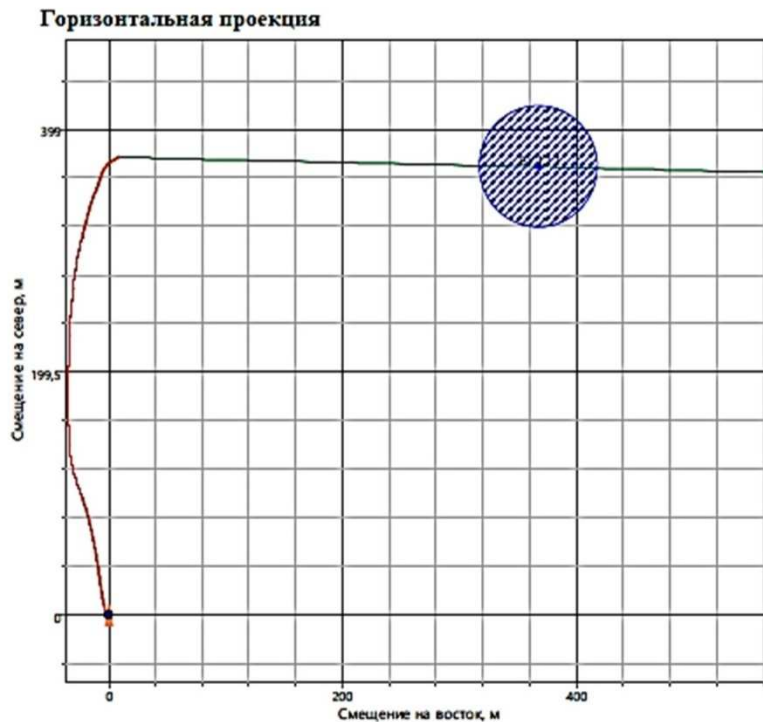


Рисунок 1 – Проекция наклонно-направленной скважины № 1273



Окончание рисунка 1 – Проекция наклонно-направленной скважины № 1273

Подготовительные работы перед зарезкой бокового ствола

Бурению боковых стволов предшествует пуск гироскопического инклинометра и геофизических приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и интервала эксплуатационного объекта.

Осуществляется глушение скважины технологическим раствором, типы и параметры которого приведены в таблице 5. Потребный объем технологического раствора приведен в таблице 6.

Производятся монтаж бурового оборудования (подъемника, циркуляционной системы и обвязки), демонтаж фонтанной арматуры. Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схеме оборудования устья и производится опрессовка.

После проведения работ по расконсервации скважины следует изолировать продуктивную часть установкой цементного моста в интервале – искусственный забой – выше зоны перфорации на 50 м. Для скважины № 1273 устанавливается два моста: один для перекрытия зоны продуктивного пласта, второй – в интервале установки клина отклонителя. Данные приведены в таблице 7.

Установка головы цементного моста корректируется по данным спуска магнитного локатора муфт. После ОЗЦ цементный мост подбуривается до расчетной глубины нижней границы интервала установки клина-отклонителя с промывкой не менее двух циклов. В вертикальных скважинах установка клина-отклонителя должна производиться в направлении проектного азимута зарезки бокового ствола. Рекомендуется осуществлять ориентирование клина-отклонителя с помощью гироскопа и вырезать «окно» в обсадной колонне без дополнительной СПО.

Перед установкой клина эксплуатационную колонну следует прошаблонировать трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3–4 мм меньше внутреннего диаметра колонны. Проверить герметичность эксплуатационной колонны путём её опрессовки давлением 265,0 МПа. Работы следует проводить в соответствии с РД 08-625-03 «Инструкция по безопасному производству работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины». «Голова» клина-отклонителя находится на глубине 2567 м.

Таблица 5 – Рекомендуемые типы и параметры технологических растворов для глушения скважины

Наименование технологического раствора	Тип или состав технологического раствора	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации по ВМ-6, см ³ /30 мин.	Вязкость пластическая, мПа·с	СНС, дПа		pH	Температура замерзания раствора, °С
						1 мин.	10 мин.		
Технологический раствор для глушения	Инвертно-эмульсионный раствор состава: конденсат – 0,04 т/м ³ ; эмульгатор – 0,04 т/м ³ ; нефть – 0,16 т/м ³ ; CaCl ₂ – 0,2 т/м ³ ; мел – 0,06 т/м ³ ; тех/вода 0,62 т/м ³	1000	–	–	–	–	–	–	0
Блокирующая пачка	система РГС-100	730–1180	60–300	3–5	–	–	–	–	–
Аварийный запас	вода	1000	–	–	–	–	–	–	0

Примечание – В каждом конкретном случае плотность задавочной жидкости рассчитывается при разработке индивидуальных планов работ технологической службой предприятия, выполняющего работы, с учётом обеспечения репрессии на пласт составного столба

Таблица 6 – Потребное количество материалов для приготовления растворов

Шифр или название	Норма расхода на 1 м ³ /т	Потребное количество на объём, тонн
		Скважина с эксплуатационной колонной диаметром 168 мм
Технологический раствор для глушения скважины в летний период V = 140 м ³		
KCl	0,18	25,2
техническая вода	0,92	128,8
Технологический раствор для глушения скважины в зимний период V = 140 м ³ (инвертно-эмульсионный раствор)		
газовый конденсат	0,04	5,6
эмульгатор	0,04	5,6
отработанное масло (нефть)	0,16	22,4
CaCl ₂	0,2	28,0
мел	0,06	8,4
техническая вода	0,62	86,8
Блокирующая пачка V = 10 м ³		
30 %-ный раствор каустической соды		1,5
газовый конденсат	0,740	3,7
карбонат кальция		2,0
РГС-100		1,5

Таблица 7 – Интервалы установки цементных мостов

№ скважины	Фактический забой скважины, м	Зона перфорации, м	Интервал установки первого моста, м	Интервал установки второго моста, м
1273	3050	2823–2846	2746–2963	2580–2680

Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне

После спуска клина-отклонителя на заданную глубину провести расхаживание бурильного инструмента вверх-вниз на 4 м с целью устранения реактивного момента перед спуском гироскопического прибора.

Ориентирование клина-отклонителя может осуществляться с помощью телесистемы или гироскопа в положение 70° (магнитного азимута). Буровым насосом с регулируемым приводом создать давление жидкости в колонне бурильных труб в следующей последовательности:

- 3 МПа (30 атм.) выдержать в течение 5 минут;
- 6 МПа (60 атм.) выдержать в течение 5 минут;
- 9 МПа (90 атм.) выдержать в течение 5 минут.

Затем осуществить разгрузку колонны бурильных труб на 5-15 кН (0,5-1,5 тонн) и повысить давление до 12 МПа (120 атм.), выдержать в течение 10-20 минут и сбросить до 0. Натянув колонну бурильных труб с расчётной силой, превышающей вес инструмента, произвести срез транспортного винта, соединяющего фрезер с клиновым отклонителем. Расчётное усилие среза транспортного винта составляет 80-100 кН (8-10 тонн). Срез винта фиксируется показаниями ГИВ (ИВ), на котором должен восстановиться собственный вес инструмента.

Компоновка низа бурильной колонны для ориентирования клина-отклонителя и вырезания окна за один рейс включает в себя:

- якорь гидравлический неизвлекаемый ЯГН-135;
- клин-отклонитель КГ-135;
- оконный фрезер d = 140 мм и L = 550 мм;
- расширяющий фрезер d = 146 мм и L = 1000 мм;
- УОТ-86 (УСО-86) d = 1108 мм и L = 1200 мм;

- переводник;
- спиральные ТБТ;
- бурильные трубы СБТ-89.

Рекомендуемый режим вырезания «окна» представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Рекомендуемый режим вырезания «окна»

Нагрузка на фрезер при вырезании обсадной колонны, кН (тонн)	10–30(1–3)
Расход бурового раствора, л/с	6–8
Частота вращения, мин. ⁻¹	80–120

Интервал вырезки окна 2570–2573 м. Пробурить карман до глубины 2579 м, прокачать ВУС, произвести перевод на буровой раствор «Полиэмульсан», промыть скважину в течение двух циклов, поднять КНБК.

Возможные осложнения в процессе производства работ при фрезеровании «окна»:

- Слом бурильного инструмента. Может произойти в связи с превышением нагрузки и крутящего момента на фрезере. Для предотвращения этого необходимо контролировать показания индикатора веса и крутящий момент на роторе в процессе вырезания «окна» в обсадной колонне для предупреждения осложнений.
- При недостаточной очистке раствора от металлической стружки может вывести из строя наземное и телеметрическое оборудование. Для очистки раствора от металлической стружки дополнительно в системе очистки должны быть использованы магниты.
- При снижении оборотов ротора менее 50 мин.⁻¹ может произойти снижение скорости фрезерования вплоть до полной остановки. Необходимо поддерживать рекомендуемое число оборотов.
- При отсутствии цемента за обсадной колонной в интервале фрезерования «окна» в процессе работы происходит неравномерное фрезерование колонны, в частности, образование «лепестков» и резкое увеличение ударных нагрузок на фрезеры, что приводит к увеличению крутящего момента, что в свою очередь может привести к слому фрезерной компоновки. Рекомендуется производить фрезерование «окна» в интервале наличия цемента за обсадной колонной.
- После фрезерования «окна» при подъёме КНБК для обработки, а также в случае остановки ротора при невыработанной нагрузке могут наблюдаться затяжки. Не производить остановку ротора при невыработанной нагрузке на фрезер. Не допускать затяжек в окне свыше 2 тонн, в случае наличия затяжек проработать интервал «выбуривание вверх», провести контроль ликвидации затяжек по манометру.

Бурение под хвостовик

Компоновка низа бурильной колонны для бурения скважины под хвостовик представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Состав бурильной колонны при бурении под обсадную колонну «хвостовик»

№№ n/n	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр (внутренний), мм	Масса, кг
1	2	3	4	5
1	долото 142.9V613DG1X	0,2	142,9	18
2	переводник	0,4	113 (38)	19
3	двигатель ДРЗ-106М.7/8.37	5,7	106	255
4	переводник	0,5	108 (44)	20,1
5	ЗТС Sperry Slim (gamma ray)	9,0	95 (57)	660
6	переводник приточный	1,8	100 (64)	131
7	переводник дожимной	0,3	108 (45)	22
8	переводник	0,3	108 (44)	16

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
9	фильтр под т/с	0,9	108 (34)	25
10	кольматационный переводник	2,3	105,6 (31,7)	75
11	переводник	0,4	120 (54)	25
12	БТ ТБПК	760	88,9×9,35	16188
13	переводник	0,4	120 (54)	25
14	УБТ 108	33	108 (46)	1940,4
15	переводник	0,4	120 (54)	25
16	ясс	6,2	121 (56)	335
17	переводник	0,4	120 (54)	25
18	УБТ 108	49	108 (46)	2881,2
19	переводник	0,4	120 (54)	25
20	БТ ТБПК	140	88,9×9,35	2982
21	БТ ТБПК	2324,8	88,9×9,35	51835,1

На рисунке 2 показан состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну хвостовик.

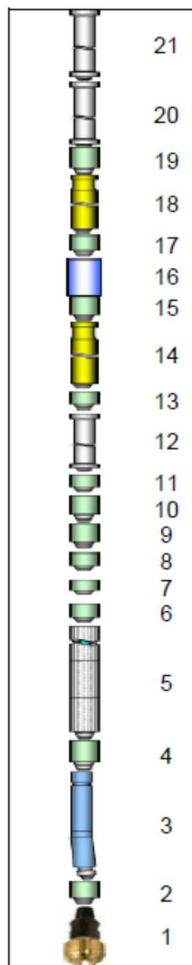


Рисунок 2 – Состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну хвостовик

В таблице 10 приведён анализ нагрузок и моментов для интервалов бурения, а в таблице 11 – параметры расчёта для интервала глубин 2583–3336 м по стволу.

Таблица 10 – Анализ нагрузок и моментов для интервалов бурения

Интервал по стволу, м	Вес на подъём, тонн	Вес на отпуск, тонн	Крутящий момент при бурении с вращением, кН·м
2583–2600	67,73	58,89	2,75
2600–2700	70,91	60,5	2,93
2700–2800	74,17	61,62	3,21
2800–2900	77,22	62,11	3,58
2900–3000	79,66	61,95	3,92
3000–3100	81,37	61,21	4,18
3100–3200	82,56	60,95	4,51
3200–3300	83,82	60,69	4,83
3300–3336	84,27	60,6	4,95

Таблица 11 – Параметры расчёта для интервала глубин 2583–3336 м по стволу

Плотность бурового раствора, г/см ³	γ = 1,05 пластическая вязкость = 50 мПа·с ДНС = 12 Па
Производительность насоса, л/с	8,5
Осевая нагрузка, тс	4–5 (для создания ΔP = 15–25 атм.)
Скорость вращения ротора, об./мин.	20–40
Насадки на долото D, мм	3×12,7 мм, 3×9,5 мм
Согласно рекомендации завода изготовителя допустимый дифференциальный перепад давления ВЗД, атм.	15–25
Коэффициент кавернозности в открытом стволе	1,05
Коэффициент трения в открытом стволе / коэффициент трения в обсадной колонне	0,3/0,2
Рекомендуемая осевая нагрузка на ВЗД, тс	4–5
Перепад давления на долоте, кгс/см ²	1,27

Результаты гидравлических расчётов для интервалов глубин 2883–3336 м по стволу приведены в таблице 12.

Выводы и рекомендации при бурении участка под хвостовик диаметром 114 мм. Расчётные данные показывают, что бурение участка под хвостовик диаметром 114 мм возможно при соблюдении следующих условий:

- максимальная нагрузка на устье будет при подъёме с глубины 3336 м и составит 84,25 тс;
- момент на устье в конце интервала, рассчитанный для роторного бурения, составит 4,95 кН · м при допустимом 19,3 кН·м (максимально допустимый момент скручивания резьбовых соединений);
- обороты ротора при роторном бурении не должны превышать 40 об./мин.
- допустимая концентрация песка в буровом растворе не должна превышать 1 %, параметры бурового раствора должны соответствовать ПБ. Превышение данной концентрации может привести к преждевременному износу навесного оборудования телеметрической системы (клапан, ротор, статор и др.), что повлечёт дополнительные затраты на мобилизацию.

Способы и режимы бурения показаны в таблице 13.

Возможные осложнения в ходе бурения хвостовика:

- 1) поглощение бурового раствора;
- 2) нефтегазоводопроявления.

Меры по профилактике данных осложнений:

- проводить постоянный контроль вытесняемого бурового раствора из скважины и его уровня в приёмных емкостях;

Таблица 12 – Результаты гидравлических расчётов для интервалов глубин 2883–3336 м по стволу

Интервал, м	Потери давления, кгс/см ²			Объём, м ³			Время циркуляции, мин.				Параметры	
	суммарные	внутри БК/КБК	в кольцевом пространстве	суммарный	внутри БК/КБК	кольцевого пространства	суммарное	внутри БК/КБК	в кольцевом пространстве	давление на забое, кгс/см ²	минимальная скорость в стволе, м/с	
2583–2600	133,6	60,3	43,8	38,92	9,83	29,09	76	19	57	312,4	0,614	
2600–2700	136,9	62,3	45,0	40,69	10,22	30,48	80	20	60	323,9	0,614	
2700–2800	140,1	64,3	46,2	42,46	10,61	31,86	83	21	62	334,4	0,614	
2800–2900	143,3	66,3	47,4	44,23	10,99	33,24	87	22	65	343,1	0,614	
2900–3000	146,6	68,3	48,7	46,00	11,38	34,63	90	22	68	349,1	0,614	
3000–3100	149,8	70,3	49,9	47,77	11,77	36,01	94	23	71	352,2	0,614	
3100–3200	153,0	72,3	51,1	49,54	12,15	37,39	97	24	73	354,5	0,614	
3200–3300	156,3	74,3	52,4	51,31	12,54	38,78	101	25	76	356,8	0,614	
3300–3336	157,4	75,0	52,83	51,95	12,68	39,27	102	25	77	357,6	0,614	

Таблица 13 – Способы и режимы бурения

Интервал бурения, м	Вид технологической операции	Способ бурения, проработки	Условный номер КНБК	Параметры режима бурения		
				осевая нагрузка, кН	скорость вращения, мин. ⁻¹	расход бурового раствора, л/с
2560–2575	шаблонировка, разбуривание цементного стакана	ротор	1	до 30	до 60	9
2570–2573	(вырезание окна)	ротор	3	10-40	10-40	12
2578–3135.62	бурение	винтовой забойный двигатель	4	20-40	90-100	9
3135.62–3335.62	бурение	винтовой забойный двигатель с вращением ротора	4	20-40	$\frac{90-100}{30}$	9
						давление на стояке, МПа
						8,46
						10,84
						9,46
						10,46

- восстановить циркуляцию на забое при минимальной производительности буровых насосов с расхаживанием бурильного инструмента 2–3 мин. и вращением ротором;
- ограничить скорость СПО до 0,5 м/с (превышение скорости может привести к поршневанию или свабированию).

Аварии со сломом переводников, бурильных и обсадных труб:

- контроль за моментом при свинчивании элементов КНБК;
 - контроль крутящего момента, осевых нагрузок и затяжек в процессе строительства скважины;
 - своевременная калибровка датчиков моментов.
- Прихваты под действием перепада давления:
- свести к минимуму время нахождения колонны неподвижной (не более 3 мин.);
 - отслеживать значения момента и веса на крюке при «подрыве»;
 - при первых признаках дифференциального прихвата нужно проверить свойства бурового раствора и рассмотреть необходимость проведения шаблонировки ствола;
 - контролировать механическую скорость бурения и выноса шлама.

Цементирование хвостовика

Перед спуском хвостовика вновь пробуренный ствол шаблонируется компоновкой, использовавшейся при последнем долблении, и производится промывка в течение двух циклов. При этом параметры бурового раствора доводятся до проектных.

В таблице 14 приведена компоновка для подготовки ствола скважины перед спуском хвостовика.

Таблица 14 – Компоновка для подготовки ствола скважины перед спуском хвостовика

Наименование	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м, кг/м
долото 142,5	0,34	142,9			20
УБТ 108	9	108	64	28	33
калибратор 140	0,4	140			
СБТ 89х9,35	до устья	89		9,35	22,19

В интервал 3135,62–3335,62 спускается фильтр ФБ 114-01 мм, оборудованный башмаком БК 114.1 и обратным клапаном ПХЦ 1.114/168.080. На голову фильтра устанавливается пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ-114, состоящий из двух объединённых в одно целое устройств: гидравлического пакера (ППГ-114) и цементировочной муфты (ММЦ1.114).

На голову хвостовика устанавливается устройство, состоящее из узла разъединения (ПХЦ1,114/168,010), якорного узла (ПХЦ1,114/168,030) и узла пакера (ПХЦ1,114/168,020). Данное устройство соединяется с транспортировочной колонной через безопасный переводник ПБ.114. В разъединительном узле установлена полая подвесная цементировочная пробка.

Компоновка хвостовика представлена в таблице 15.

Режим спуска хвостовика осуществляется на бурильных трубах с использованием левого разъединителя типа ЛР-114.

Скорость спуска хвостовика в обсаженной части скважины – не более 0,5 м/с, в открытой части – не более 0,2 м/с.

Промежуточная промывка производится на глубинах 1000 м и зарезки «окна» в течение одного цикла. По окончании спуска хвостовика промывка производится в течение двух циклов с доведением параметров бурового раствора до проектных. Режим спуска хвостовика представлен в таблице 16.

Цементирование эксплуатационного хвостовика предусматривается вести в одну ступень прямым способом цементным раствором ЦТРС-100 АРМ (цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный по ТУ 5734-007-74364232-2006 ООО «Гранула») плотностью 1870 кг/м³ с добавлением стабилизатора, понизителя водоотдачи Натросол 250 EXR.

Время прокачиваемости при температуре 75 °С и давлении 45 МПа. Срок ОЗЦ не менее 48 часов. Продолжительность ОЗЦ в сторону его увеличения определяется по результатам схватывания проб, отобранных в процессе цементирования. Натросол 250 EXR вводится в сухом виде к массе цемента. Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня приведены в таблице 17.

Для разделения бурового раствора от тампонажного, удаления остатков бурового раствора и рыхлой глинистой корки применяется комбинированная буферная жидкость, параметры и состав которой представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Параметры и компонентный состав комбинированной буферной жидкости

Состав буферной жидкости	на 1 м ³ , кг	Количество, тонн	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, см	Водоотдача, см ³ /30 мин.	Корка, мм
вытесняющая буферная жидкость в объёме 2 м ³			1130	16–18	4	1
Глинопорошок	150	0,30				
Праестол	0,6	0,0012				
КМЦ	3,2	0,0064				
Вода	1076	2252				

Количество цемента и химреагентов, необходимое для приготовления 1 м³ тампонажного раствора, приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Потребное количество материалов, оборудования и цементировочной техники

Наименование работ или затрат	Нормативный документ на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
ЦТРС 100-АРМ	ТУ-5734-007-74364232-2006	тонн	14,5
Натросол 250 EXR	ТУ 2231-001-21095737-05	тонн	0,056
продавочная жидкость	техническая вода	м ³	19,79
техническая вода		м ³	7,25
ЦА-320М		шт.	4
СМН-20		шт.	2
СКЦ-2М		шт.	1
БМ-700		шт.	1
ППУ-3М		шт.	1
осреднительная ёмкость		шт.	1
затарка цемента		тонн	17,0
ППУ-3М		час	24
ЦА-320М		час	8
СКЦ-2М		час	2
1БМ-700		час	2
ЦА-320М		час	2
СМН-20		час	3
ЦА-320М		агр./опер.	4
ППУ-3М		час	3
СКЦ-2М		агр./опер.	1
1БМ-700		агр./опер.	1
осреднительная ёмкость		агр./опер.	1

Таблица 15 – Технологическая оснастка обсадной колонны

Наименование и диаметр колонн, мм	Наименование элемента оснастки	Техническая характеристика				Количество, шт.
		диаметр, мм		длина (высота), м	вес, кН	
		наружный	внутренний			
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	башмак	127	60	0,333	0,023	1
	клапан обратный	127	97	0,450	0,091	1
	фильтр скважинный	136	97	10	2,20	16
	пакер гидравлический проходной	138	97			1
	подвеска хвостовика цементируемая	138 (по телу)	97	3,870	1,82	1
	пружинные центраторы	160	129	0,545	0,05	66
центратор-турбулизатор	137	117	0,150	0,02	53	

Таблица 16 – Режим спуска обсадных труб

Название колонны	Момент свинчивания обсадных труб, кН·м	Допускаемая скорость спуска			Периодичность долива, м			Промежуточные промывки		
		от (верх)	до (низ)	величина, м/с	через 150 м спуска труб	глубина по стволу, м	количество циклов	подача насосов, л/с		
									интервал глубин, м	
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	4–5	0	2570	1,0–0,8	через 150 м спуска труб	1000	1	5,0		
		2570 (3135)	3135 (3335,62)	0,4–0,7 (0,2)		2570 (3335,62)	1 (2)	5,0 (5,0)		

Таблица 17 – Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня

Состав раствора	Температура твердения, °С	Плотность, кг/м³	Растекаемость, мм	Прочность камня через 2 суток, МПа		Газопроницаемость камня через 2 суток, 10 ⁻¹⁵ , м²
				изгиб	сжатие	
1 (1,0 ЦПС 100-АРМ + 0,4 % Натросол 250 EXR) + 0,5 воды	75	1870	250	6,3	18,5	не проницаемый

Порядок выполнения работ

После спуска в скважину всей колонны перед цементированием внутрь транспортировочной колонны сбрасывают шар диаметром 25 мм, который прокачивают до посадки в седло муфты манжетного цементирования. Повышением давления до 4 МПа срезаются срезные винты, обеспечивающие перемещение втулки, которая обеспечивает доступ жидкости к клапанной системе пакерной части устройства.

После сбрасывания давления до 0 клапанная система подготавливает пакер к срабатыванию. При повторном увеличении давления до 6–8 МПа пакер срабатывает, герметично разобщая цементируемую часть хвостовика от фильтра. Последующий сброс давления до 0 переключает клапанную систему и закрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства.

Следующим циклом повышения давления до 12 МПа разрушаются срезные винты, и втулка цементирующей муфты перемещается, открывая цементирующие окна.

После затворения и закачки расчётного объёма цементного раствора производится пуск верхней продавочной пробки.

После прокачки объёма транспортировочной колонны верхняя пробка стыкуется с нижней, срезая при этом полу пробку и подготавливая при этом разъединитель к срабатыванию. При дальнейшем продавливании верхней и нижней пробок до стоп патрубков и повышении давления до 16 МПа происходит освобождение упоров и разъединение подвески от хвостовика. Это хорошо фиксируется разгрузкой веса колонны. В таблице 20 приведены результаты гидравлического расчёта цементирование хвостовика.

Таблица 20 – Результаты гидравлического расчёта цементирование хвостовика

Наименование	Значение
Фактический диаметр скважины, м	0,168
Давление гидроразрыва слабого пласта, МПа	55,427
Допустимое давление на слабый пласт (коэффициент запаса = 5 %), МПа	52,656
Объём продавочной жидкости, м ³	19,79
Средняя плотность жидкости в затрубье в конце продавки, кг/м ³	1563,3

Гидравлический режим цементирование хвостовика показан на рисунке 3.

После смыва с головы хвостовика избыточного тампонажного раствора поднимают транспортировочную колонну совместно с верхним переводником, поршнем упорами и втулкой. После ОЗЦ и опрессовки хвостовика совместно с эксплуатационной колонной производится разбуривание цементирующей пробки, седла цементирующей муфты и заглушек фильтров.

В связи с тем, что статья написана на основании некоторых документов, имеющих гриф «Для служебного пользования» и во избежание рассекречивания информации, некоторые приведённые значения имеют условный характер.

Заключение

После проведённого анализа можно сделать следующие выводы:

- технология резки боковых стволов на Уренгойском месторождении является эффективной, так как позволила значительно увеличить дебит и снизить обводнённость не только продукции скважин, на которых применялась данная технология, но и по месторождению в целом;
- технология резки боковых стволов позволила увеличить дебит пласта БС12 на 24 % за счёт направленного разбуривания «целиковых» зон с высокой насыщенностью углеводородов, вовлечения в разработку невыработанных скоплений углеводородов, а при бурении боковых стволов горизонтальных скважин увеличить охват пласта за счёт роста зоны дренирования из расчёта на одну скважину. При этом снижаются капитальные затраты на разбуривание и обустройство Уренгойского месторождения при одновременном увеличении коэффициента извлечения углеводородов;

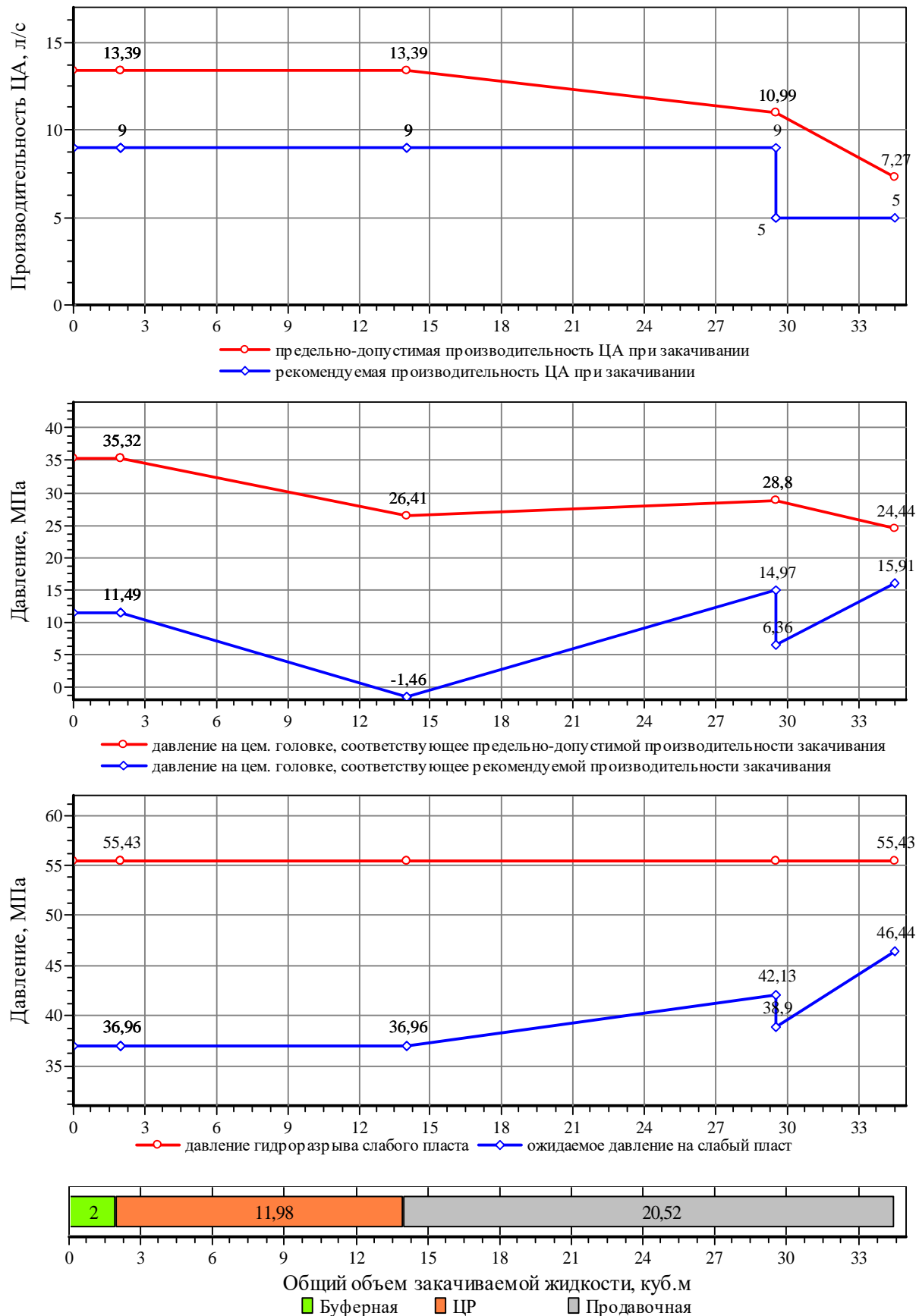


Рисунок 3 – Гидравлический режим цементирования хвостовика

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; применение данной технологии позволило не только стабилизировать уровень добычи углеводородов на Уренгойском месторождении, но и увеличить его, а также сформировать наиболее рациональную схему разработки;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; операции по зарезке боковых стволов являются экономически выгодными и не подвержены риску.

На основании этих выводов для повышения эффективности технологии повышения дебита аварийных и сильнообводнённых скважин на Уренгойском месторождении методом зарезки боковых стволов можно порекомендовать следующее:

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; необходимо постоянно совершенствовать технику и технологию по зарезке боковых стволов;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; более точно подходить к выбору скважин и пластов для применения данной технологии;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; постоянно проводить экономический анализ с целью обоснования рентабельности на объектах, где планируется внедрение данной технологии;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; для восстановления добычных возможностей месторождения необходимо продолжать внедрение данной технологии.

Литература

1. Басарыгин Ю.М. [и др.]. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
2. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
10. Калинин А.Г. [и др.]. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство «Недра», 1997. – 648 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 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. – Новочеркасск: Издательство Лик, 2016. – 290 с.
14. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
15. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забурирования новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.

16. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В., Еловых В.Ф. Разработка технических и технологических приёмов при осуществлении забуривания бокового ствола скважины в горных породах высокой категории твёрдости // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 81–87.
17. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
18. Кустышев А.В. [и др.]. Оценка эффективности капитального ремонта скважин на Уренгойском месторождении // Бурение и нефть. – 2007. – № 4. – С. 26–29.
19. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
20. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В., Мусафири Норманн. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.

References

1. Basarygin Y.M. [et al.]. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house «Nedra», 2000. – 262 p.
2. Bulatov A.I., Proselkov E.Y., Proselkov Y.M. Drilling of horizontal wells : reference manual. – Krasnodar : Sovetskaya Kuban Publishing House, 2008. – 419 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
10. Kalinin, A.G. [et al.]. Drilling of inclined and horizontal wells : reference book; under edition of A.G. Kalinin. – M. : «Nedra» Publishing House, 1997. – 648 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational Health and Safety at Drilling and Operation of Oil and Gas Wells : a Manual. – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2016. – 290 p.
14. Dobrochasov A.I., Popova Z.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions for increasing the efficiency of the horizontal sidetrack drilling in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
15. Yelovykh P.F., Neskromnykh V.V. Analysis and perfection of technology of drilling of new directions in an open wellbore with support on an artificial bottom // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 85–92.
16. Yelovykh P.F., Neskromnykh V.V., Yelovykh V.F. Development of the technical and technological methods for the lateral wellbore drilling in the rocks of high hardness category // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 81–87.
17. Kусов G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of the Samburg oil-gas-condensate field development. Peculiarities of the sidetracking // Nauka. Technica. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
18. Kустышев A.V. [et al.]. Estimation of efficiency of well workover at Urengoi field // Drilling and oil. – 2007. – № 4. – P. 26–29.
19. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as a method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. 2007. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
20. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kусов G.V., Musafiri Normann. Estimation of the prospect of the lateral horizontal borehole drilling and improvement of the development system at the Turney object of the Chernovskoye field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.

УДК 622.24.063

**ПРОГРАММА ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА
ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА В СКВАЖИНЕ № 1273
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**DRILLING FLUID PREPARATION PROGRAM
FOR SIDETRACKING IN WELL № 1273 OF THE URENGOYSKOYE FIELD**

Холопов Евгений Александрович

инженер-технолог
капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
Schenek25@icloud.com

Шиян Станислав Иванович

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

Мусийченко Сергей Витальевич

оператор автозаправочных станций,
ООО «Лукойл-Югнефтепродукт»
musiychenko.serzh@bk.ru

Моргун Николай Сергеевич

помощник бурильщика
капитального ремонта скважин 6 разряда,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
nikolaj.morgun.94@mail.ru

Аннотация. В статье приведена программа приготовления бурового раствора для зарезки бокового ствола скважины № 1273 Уренгойского месторождения. Описаны рекомендуемые параметры приготовления раствора для вырезания «окна» в колонне и рекомендуемые параметры приготовления бурового раствора для бурения под хвостовик. Показан перевод скважины на РУО «Полиэмульсан» и преимущества этого перевода. Описаны требования к циркуляционной системе при бурении с использованием РУО «Полиэмульсан». Рассмотрена профилактика поглощений и ликвидация поглощений бурового раствора. Приведены мероприятия, которые необходимо осуществить при первых признаках возникновения потерь промывочной жидкости в процессе бурения или спускоподъёмных операций.

Ключевые слова: буровой раствор для зарезки бокового ствола; рекомендуемые параметры для приготовления раствора для вырезания «окна» в колонне; рекомендуемые параметры для приготовления бурового раствора для бурения под хвостовик; перевод скважины на РУО «Полиэмульсан»; преимущество раствора «Полиэмульсан»; требования к циркуляционной системе; профилактика поглощений.

Kholopov Evgeny Aleksandrovich

Well overhaul process engineer,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
Schenek25@icloud.com

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of Oil and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Musiychenko Sergey Vitalevich

Petrol station operator,
«Lukoil-Yugnefteprodukt» LLC
musiychenko.serzh@bk.ru

Morgun Nikolay Sergeevich

assistant driller overhaul 6th grade,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
nikolaj.morgun.94@mail.ru

Annotation. The article provides a drilling fluid preparation program for sidetracking well № 1273 of the Urengoy field. Recommended parameters for preparing a solution for cutting a «window» in a column and recommended parameters for preparing a drilling fluid for drilling under a liner are described. The transfer of the well to the hydrocarbon based solution «Polyemulsan» and the advantages of this translation are shown. The requirements for the circulating system during drilling using the hydrocarbon based solution «Polyemulsan» are described. The prevention of absorption and the elimination of absorption of drilling fluid are considered. The measures that need to be carried out at the first signs of loss of flushing fluid during drilling or hoisting operations are given.

Keywords: drilling mud for sidetracking; recommended parameters for the preparation of a solution for cutting out the «window» in the column; recommended parameters for the preparation of drilling mud for drilling under the liner; well transfer to hydrocarbon based solution «Polyemulsan»; advantage of «Polyemulsan» solution; circulation system requirements; takeover prevention.

Рекомендуемые параметры приготовления раствора для вырезания «окна» в колонне

Вырезание «окна» производится на растворе NaCl с плотностью 1,03 г/см³. Рекомендуемая рецептура приготовления бурового раствора приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемая рецептура приготовления бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Натрий хлористый (галит)	50	регулятор ионной силы, приготовление солевых растворов

Ожидаемая потребность в химических реагентах на интервал 2570–2573 м показана в таблице 2, расчёт баланса объёмов бурового раствора – в таблице 3.

Таблица 2 – Ожидаемая потребность в химических реагентах на интервал 2570–2573 м

Наименование химических реагентов	Расход на интервал по рецептуре, кг (л)	ИТОГО с учётом упаковки, кг (л)	Кол. упак.	Итого, тонн	Запас на интервал, тонн
натрий хлористый (галит)	4700	5000	5	5,000	1,000
Общее количество химических реагентов на интервал, тонн				5,000	1,000

Таблица 3 – Расчёт баланса объёмов бурового раствора, м³

Суммарный объём скважины в конце интервала	47
Рекомендуемый объём раствора в емкостях	40
Общий окончательный объём бурового раствора	87
Переведено с предыдущего интервала	0
Вероятные потери раствора	7
ВСЕГО ПРИГОТОВЛЕНО	94

Требования к системе очистки при бурении интервала 2570–2573 м представлены в таблице 4, рекомендации по работе системы очистки – в таблице – 5.

Таблица 4 – Требования к системе очистки при бурении интервала 2570–2573 м

Эффективность работы системы очистки, %	65
Допустимое содержание выбуренной породы в растворе, %	5
Максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см ³	1,06

Таблица 5 – Рекомендации по работе системы очистки

Наименование	Типоразмер ячеек / насадок (меш/мм)	Количество	Примечание
I ступень – вибросита	80–100	2	–
II ступень – пескоотделитель	не используется	–	–
III ступень – илоотделитель	не используется	–	–
IV ступень – центрифуга	не используется	–	–

После вырезания окна необходимо заготовить в отдельной изолированной ёмкости буферный раствор для перевода на РУО «Полиэмульсан».

Рекомендуемые параметры для приготовления бурового раствора для бурения под хвостовик

Основными задачами при бурении под хвостовик являются обеспечение стабильности стенок скважины и качественное вскрытие целевого продуктивного горизонта. В таблице 6 приведены краткие сведения об интервале.

Таблица 6 – Краткие сведения об интервале

Литологическое строение разреза	Песчаники, алевролиты, аргиллиты
Возможные осложнения	Поглощения, прихваты, обвалообразование
Рекомендуемый тип бурового раствора	РУО «Полиэмульсан»

При этом необходимо предусмотреть наличие на буровой кольматирующих наполнителей и изолирующего реагента «Полиэкспан» (ПБС) для ликвидации возможных осложнений.

При бурении интервала применяется утяжелённый микрорамором инвертно-эмульсионный буровой раствор на масляной основе «Полиэмульсан» с низкими фильтрационными свойствами (показатель фильтрации при высоких температуре и давлении не превышает 5 см³/30 мин.). Для приготовления РУО «Полиэмульсан» необходимо предусмотреть наличие на буровой гидравлического диспергатора, парка емкостей с механическими перемешивателями, обвязанных насосами с гидроворонкой или ФСМ, ёмкости для приготовления раствора хлористого кальция объёмом не менее 15 м³, а также цементировочного агрегата ЦА-320.

Заготовка раствора производится следующим образом:

- приготовить 10 м³ раствор хлорида кальция плотностью 1,24–1,26 г/см³, расход хлорида кальция ориентировочно составит 380 кг/м³ воды, т.е. 3,8 тонны на 10 м³;
- очистить ёмкость от шлама и остатков раствора на водной основе (наличие в ёмкости воды не допускается!);
- набрать в ёмкость масло «Полиэмульсан» в количестве 24 м³ (26 кубовых емкостей);
- наладить циркуляцию масла следующим образом: ёмкость → буровой насос (возможно использование агрегата) → ФСМ или гидроворонка → диспергатор → ёмкость;
- ввести органобентонит в количестве 550-650 кг, оставить для перемешивания на 1 час;
- обработать масло регулятором реологии и регулятором фильтрации НРП в количестве по 175 кг (по 1-й бочке), оставить для перемешивания на 0,5 часа;
- ввести эмульгатор в количестве 700 кг (3,5 бочки) и гидрофобизатор – 200-350 кг (1–2 бочки), оставить для перемешивания на 1 час;
- ввести 350 кг извести, время перемешивания составит 0,5 часа;
- ввести раствор хлористого кальция в количестве 10 м³, первые 2 м³ в течение 1 часа, остальной объём в течение 2–3 часов, диспергировать раствор через диспергатор 6-8 часов до получения электростабильности раствора не менее 400 В;
- измерить реологические параметры полученной эмульсии.

Рекомендуемая рецептура приготовления бурового раствора приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Рекомендуемая рецептура бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³	Назначение реагента в растворе
1	2	3
Микрорамор МР-1	60	карбонатный утяжелитель, кольматант
Микрорамор МР-2	20	
Микрорамор МР-3	60	
Микрорамор МР-4	135	

Окончание таблицы 7

1	2	3
Микан-40	6	сухая смазочная добавка
Силанж	5	сухая смазочная добавка
Полиэколь	7	регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор
Органобентонит	8	структурообразователь РУО
Эмульгатор	9	эмульгатор инвертных эмульсий
Реагент НРП (понижитель фильтрации, регулятор реологии)	8	регулятор реологических свойств и фильтрации РУО
Гидрофобизатор	8	гидрофобизатор для инвертных эмульсий
Полиэмульсан	680	минеральная основа для инвертных эмульсий
Известь Са(ОН) ₂ , известь негашёная СаО	18	поглотитель углекислоты, агент омыления эмульгаторов
Кальций хлористый	105	приготовление солевых растворов

При получении значений СНС 14/19 дПа и выше утяжелить эмульсию мрамором до необходимой плотности. При более низких значениях СНС дообработать эмульсию органобентонитом по рецептуре лаборатории промывочных жидкостей ОП ООО «Сервисный Центр СБМ».

Расчёт баланса объёмов бурового раствора приведён в таблице 8, ожидаемая потребность в химических реагентах – в таблице 9.

Таблица 8 – Расчёт баланса объёмов бурового раствора, м³

Суммарный объём скважины в конце интервала	60
Рекомендуемый объём раствора в емкостях	50
Общий окончательный объём бурового раствора	110
Переведено с предыдущего интервала	0
Вероятные потери раствора	19
ВСЕГО ПРИГОТОВЛЕНО	129

Таблица 9 – Ожидаемая потребность в химических реагентах

Наименование химических реагентов	Расход на интервал по рецептуре, кг	ИТОГО с учётом упаковки, кг	Кол-во упак.	ИТОГО, тонн	Запас на интервал, тонн
1	2	3	4	5	6
Микромрамор МР-1	7740	8000	8	8,000	1,000
Микромрамор МР-2	2580	3000	3	3,000	1,000
Микромрамор МР-3	7740	8000	8	8,000	1,000
Микромрамор МР-4	17415	17000	18	17,000	2,000
Микан-40	774	775	31	0,775	0,075
Силанж	645	650	26	0,650	0,050
Полиэколь	903	1000	5	1,000	0,200
Органобентонит	1032	1050	42	1,050	0,075
Эмульгатор	1161	1200	6	1,200	0,200
Реагент НРП (понижитель фильтрации, регулятор реологии)	1032	1197	7	1,197	0,171

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5	6
Гидрофобизатор	1032	1080	6	1,080	0,180
Полиэмульсан	87720	88000	110	88,000	6,400
Известь Са(ОН) ₂ , известь негашёная СаО	2322	2325	93	2,325	0,175
Кальций хлористый	13545	14000	14	14,000	1,000
Общее количество химических реагентов на интервал, тонн				147,277	13,526

Перевод скважины на РУО «Полиэмульсан»

- Провести инструктаж буровой бригады. Остановки в процессе перевода недопустимы, в связи с чем предусмотреть наличие ЦА-320.

- При замене промывочной жидкости на водной основе на раствор на углеводородной основе «Полиэмульсан» необходимо разделить их буферными растворами во избежание смешивания, так как при смешении водного и углеводородного раствора образуется очень вязкая практически нетекущая масса. В качестве разделителей можно использовать следующие буферы в данном порядке:

- 1) техническая вода в объёме 4–5 м³, обработанная известью в количестве 0,2 % (2 кг/м³) + 1 % биоксана (10 кг/м³) с вязкостью 80–100 секунд;
- 2) минеральное масло «Полиэмульсан-Р», газоконденсат или дизельное топливо в объёме 2–3 м³.

- При переводе не допускать попадания в РУО воды и буфера.
- После перевода скважины произвести промывку в течение не менее двух циклов с замером всех параметров РУО.
- После замены раствора в скважине может потребоваться дополнительная до-обработка раствора и выравнивание его свойств.
- Обязательно произвести очистку ёмкостей от раствора на водной основе и шлама для дальнейшей работы с РУО.

Пополнение объёма производится свежеприготовленным раствором. При вводе свежего раствора, а также обработок необходимо производить диспергирование рабочей ёмкости. При снижении электростабильности требуется дополнительное диспергирование раствора через диспергатор. Для восполнения потерь ПАВ при работе системы очистки, поддержания их рабочих концентраций, а также в случае отсутствия эффекта от диспергирования при снижении электростабильности производится обработка эмульгатором совместно с гидрофобизатором (на 2–3 м³ масла «Полиэмульсан» до 400 кг эмульгатора и 100–300 кг гидрофобизатора соответственно).

Снижение реологических свойств осуществляется добавкой 3–4 м³ масла «Полиэмульсан», обработанного 400–600 кг эмульгатора совместно с 100–300 кг гидрофобизатора АБР. При необходимости увеличения реологических характеристик производится обработка органобентонитом, при этом возможна совместная обработка с регулятором реологических свойств НРП: на 1–2 м³ масла 300–500 кг органобентонита или 200 кг органоглины совместно с 300 кг (1,5 бочки) регулятора реологии НРП, тщательно перемешать, довести объём до 4–5 м³ рабочим раствором и ввести за один цикл. Для оперативного снижения плотности допускается обработка по следующей рецептуре: масло в объёме 6–8 м³ обработать 120–200 кг эмульгатора и 70–100 кг гидрофобизатора и ввести в течение 1–2 циклов.

Рецептуры обработок РУО «Полиэмульсан» необходимо согласовывать с лабораторией промывочных жидкостей ОП ООО «Сервисный Центр СБМ». По согласованию с лабораторией промывочных жидкостей ОП ООО «Сервисный Центр СБМ» для контроля реологических и фильтрационных свойств допускается обработка реагентом «Полиэколь».

При отсутствии условий эффективной очистки РУО «Полиэмульсан», а также в случае снижения значения электростабильности эмульсии более чем на 50–100 В произвести диспергирование раствора до восстановления первоначальных значений электростабильности.

В случае неудовлетворительных значений индекса очистки ствола скважины (меньше 0,75) допускается прокачка ВУС, который заготавливается на основе рабочего раствора; утяжеление производится микрорамором на 0,02–0,03 г/см³ по сравнению с рабочим раствором. Вязкость утяжелённой пачки выбирается исходя из задач, которые необходимо решить. Для эффективной очистки призабойной зоны необходимо использовать ВУС. Если целью прокачки утяжелённой пачки является разрушение и вынос шламовых подушек, то вязкость пачки должна быть минимальной. В случае необходимости приготовления высоковязкой пачки порядок приготовления и прокачка могут быть следующие:

- в ёмкости, обвязанной с питающей линией буровых насосов и оборудованной перемешивателем, тщательно перемешать 4–6 м³ рабочего раствора и 1–3 м³ рассола хлористого кальция с целью увеличения содержания дисперсной фазы для повышения реологических свойств;
- утяжелить микрорамором на 0,02–0,03 г/см³ по сравнению с рабочим раствором;
- прокачку осуществлять с максимально возможным вращением колонны и при максимально допустимой производительности бурового насоса;
- не допускать остановки циркуляции до выхода пачки на устье.

Преимущества раствора РУО «Полиэмульсан»

Растворы на углеводородной основе (РУО) имеют большие преимущества по сравнению с растворами на водной основе (РВО). Это широкий диапазон рабочих плотностей для работы как в нормальных условиях, так и в условиях АВПД. Высокая стабильность и устойчивость к загрязнениям дают возможность многократного повторного использования раствора и, как следствие, позволяют снижать затраты на его приготовление. Высокие смазывающие способности снижают ограничения для бурения скважин со сложным профилем и/или большим отходом от вертикали. Тонкая фильтрационная корка и низкая фильтрация раствора в пласт вместе с высокой ингибирующей способностью гарантируют минимальное загрязнение продуктивного пласта, высокую стабильность ствола скважины в пропластках неустойчивых отложений при больших зенитных углах и в интервалах активных глин.

Как и во всех РУО, в качестве основы раствора может применяться как минеральное масло, так и дизельное топливо, но предпочтение отдаётся минеральному маслу в связи с острыми вопросами по охране окружающей среды и промышленной безопасности при применении дизельного топлива. РУО «Полиэмульсан» имеет улучшенный реологический профиль, низкие значения фильтрации при высокой температуре и давлении, обладает высокой устойчивостью к выбуренной породе и термостабильностью, даже при попадании воды без сильного влияния на свойства раствора или механическую скорость бурения.

Применение РУО «Полиэмульсан» позволяет решить проблемы, связанные с неустойчивостью ствола скважины, что даёт возможность строительства горизонтальных скважин со сложными профилями и значительного увеличения продуктивности скважин, особенно если речь идёт о малопроницаемых коллекторах.

Фильтратом РУО «Полиэмульсан» является масло, вследствие чего не происходит потери проницаемости коллектора за счёт гидрофилизации поровых каналов. Использование микрорамора МР и сухих смазочных добавок с кольматирующими свойствами Микан-40 и Силанж обеспечивает необходимое качество фильтрационной корки. Кроме того, буровой раствор содержит органобентонит, имеющий средний размер дисперсных частиц 0,5–1 мкм, что обеспечивает дополнительное «армирование» и гидрофобизацию корки. Для управления реологическими и фильтрационными характеристиками используется реагент НРП. Основой данного РУО является высококачественное минеральное масло «Полиэмульсан», которое обеспечивает необходимые противоприхватные свойства.

Требования к циркуляционной системе при бурении с использованием РУО «Полиэмульсан»

Все элементы циркуляционной системы (желоба, ёмкости и прочие) должны быть надёжно укрыты от атмосферного воздействия (попадания осадков в буровой раствор),

технологические отверстия должны быть снабжены заслонками. Необходимо также исключить попадание воды в РУО «Полиэмульсан» вследствие технологических операций (чистка инструмента, отогрев оборудования и т.п.).

Для приготовления и обработки РУО «Полиэмульсан» необходимо иметь не менее четырёх емкостей (объемом 40 м³ и более) – двух рабочих, одной резервной и ёмкости для приготовления раствора, оборудованных механическими и гидравлическими перемешивателями (по три на каждую ёмкость). Перетоки между мерниками должны иметь надёжный механизм, обеспечивающий их закрытие и открытие. В зимний период необходимо предусмотреть обогрев емкостей.

Монтаж питающих линий ГШН необходимо производить с учётом обеспечения возможности перекачки максимально возможного объёма раствора из ёмкости в ёмкость, «мёртвая зона» при этом не должна превышать 3–4 м³. Для минимизации потерь раствора за счёт «мёртвых зон» рекомендуется укомплектовать емкостной блок мобильным погружным насосом. Необходимо предусмотреть наличие двух ГШН, при этом обеспечить возможность одновременной независимой подачи раствора из любой ёмкости в любую ёмкость обоими ГШН через диспергатор. Возможность диспергирования раствора должна минимально зависеть от вида проводимых работ. Питающие линии оборудования системы очистки должны обеспечивать возможность независимой очистки раствора в каждой ёмкости.

Перед приготовлением РУО «Полиэмульсан» необходимо произвести работы по установке диспергатора в насосном блоке для возможности диспергирования раствора с использованием бурового насоса.

Монтаж питающих линий буровых насосов должен предусматривать возможность регулировки уровня забора раствора из ёмкости, а также возможность осуществления циркуляции раствора через любую ёмкость. Нагнетательная линия должна иметь БРС для установки диспергатора, при этом необходимо предусмотреть возможность сброса раствора после диспергатора в любую ёмкость. *На кустовой площадке в обязательном порядке должны быть в наличии герметичные ёмкости для сбора шлама.*

Требования к системе очистки приведены в таблице 10, рекомендации по работе системы очистки – в таблице 11.

Таблица 10 – Требования к системе очистки

Эффективность работы системы очистки, %	75
Допустимое содержание выбуренной породы в растворе, %	5
Максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см ³	1,05

Таблица 11 – Рекомендации по работе системы очистки

Наименование	Типоразмер ячеек/насадок (меш/мм)	Количество	Примечание
I ступень – вибросита	140–200	3	–
II ступень – пескоотделитель	10–12	1	осушающие сита – 315–325 меш
III ступень – илоотделитель	6–8	1	осушающие сита – 315–325 меш
IV ступень – центрифуга	–	1-2	снижение плотности на выходе не менее, чем на 0,04 г/см ³

Для предотвращения наработки твёрдой фазы бурового раствора рекомендуется использовать два высокопроизводительных вибросита на потоке с ситовыми панелями, имеющими минимально возможный размер ячеек (200 меш). Необходимо постоянно вести контроль за работой вибросит, во время работы вибросит буровой раствор должен закрывать от 2/3 до 3/4 поверхности ситопанелей. Для максимального удаления твёрдой фазы и снижения потерь бурового раствора необходимо использовать осушающие вибросита. На данном вибросите должны быть установлены ситовые панели с размером ячеек не менее 315 меш. Насадки на пескоотделителе должны иметь размер не более

12 мм, на илоотделителе не более 8 мм. Давление в нагнетательных линиях гидроциклонной очистки должно составлять не менее 2,5 кгс/см². В случае необходимости для очистки бурового раствора задействуется центрифуга. Угол наклона желобной системы должен быть не менее 15 градусов.

Профилактика поглощений

1. Ограничить скорость как спуска, так и подъёма с целью снижения эффекта свабирования и поршневания, причём независимо от того, возникают ли поглощения во время бурения или СПО.

2. Чрезмерно высокая скорость проходки сказывается на увеличении количества шлама в кольцевом пространстве, уменьшая кольцевой зазор и увеличивая эффект поршневания. Для предотвращения увеличения содержания шлама в затрубном пространстве необходимо придерживаться рекомендаций по улучшению качества очистки ствола.

3. Восстанавливать циркуляцию необходимо при минимальной подаче буровых насосов. При спуске совершать промежуточные промывки.

4. Ограничить скорость спуска инструмента в интервалах разбуренных цементных мостов.

5. Плотность раствора должна соответствовать значениям программы промывки. Это не только повысит скорость бурения, но снизит вероятность потери циркуляции.

6. Реологические параметры раствора не должны превышать регламентированные программой значения.

7. Необходимо прокачивать вязкие пакки с целью очистки ствола от выбуренной породы. Вязкие пакки необходимо готовить на основе раствора из циркуляции с добавлением материалов по борьбе с поглощениями крупной фракции.

Ликвидация поглощений бурового раствора

При первых признаках возникновения потерь промывочной жидкости в процессе бурения или СПО необходимо осуществить следующие мероприятия:

ЭТАП 1

- снизить вязкость раствора до величины, минимально допустимой горно-геологическим условиям бурения (согласно программы промывки);
- снизить подачу насосов;
- ввести в раствор инертные кольматирующие наполнители в следующей концентрации:

10 кг/м³ – МР-2

2 кг/м³ – Микан-40

5 кг/м³ – КФ-1

- если позволяют условия бурения – пустить раствор в обход вибросит; в противном случае – заменить сетки на максимально крупные (30–40 меш);

- в случае если после осуществления указанных мероприятий потери раствора продолжают и суммарные потери превысили 10–15 м³, рекомендуется перейти к этапу 2 или 3 в зависимости от интенсивности потерь раствора.

ЭТАП 2

- если интенсивность потерь составляет 1,0–2,5 м³/час или мероприятия, предусмотренные на этапе 1, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести кольматацию вероятной зоны поглощения с использованием более крупных инертных наполнителей в большей концентрации, а именно:

10 кг/м³ – МР-2

5 кг/м³ – МР-5

3 кг/м³ – Микан-40

10 кг/м³ – КФ-1

3 кг/м³ – КФ-5

ЭТАП 3

- если интенсивность потерь составляет 2,5–5,0 м³/час или мероприятия, предусмотренные на этапе 1, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести

смену КНБК на роторную и кольматацию вероятной зоны поглощения с использованием инертных наполнителей в большей концентрации и более крупных фракций:

- 10 кг/м³ – МР-5
- 10 кг/м³ – МР-7
- 10 кг/м³ – МР-2
- 50 кг/м³ – КФ-1Ц
- 50 кг/м³ – КФ-5Ц
- 40 кг/м³ – Полиплаг

- устанавливать пачку следует, если используется долото с центральным отверстием или спускается компоновка с открытым концом. Не рекомендуется устанавливать пачку, если в КНБК включён забойный двигатель или телесистема. Объём каждой пачки должен составлять не менее 2 объёмов открытого ствола в вероятной зоне поглощений (но не более 5 м³). Кольматирующие пачки можно приготовить на основе имеющегося раствора.

ЭТАП 4

- если интенсивность потерь превышает 5 м³/час или мероприятия, предусмотренные на этапе 1 и 2, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести смену КНБК на роторную и кольматацию вероятной зоны поглощения по следующей рецептуре. В композицию ввести:

- 10 кг/м³ – Полифибр
- 20 кг/м³ – Полиплаг-6А
- 20 кг/м³ – МР-1 или МР-2
- 30–50 кг/м³ – Полифильтрол в зависимости от интенсивности поглощения

- приготовить композицию масла с рабочим раствором в объёмном соотношении 50/50 %.

ЭТАП 5

- если мероприятия, предусмотренные на этапе 4, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести кольматацию вероятной зоны поглощения с использованием пачки на основе состава «Полиэкспан»;

- перед началом работ обеспечить наличие на буровой следующей техники и материалов:

- дополнительные свободные ёмкости для сбора шлама объёмом не менее 4–5 м³;

- ЦА-320 – 2 единицы, с полным составом экипажа (наличие тройника для одновременной обвязки ЦА со скважиной обязательно);

- материал «Полиэкспан» (ПБС) – 400 кг;

- масло «Полиэмульсан» – 4 м³;

- две кубовых ёмкости с отрезанной верхней частью;

- оба ЦА-320 через тройник обвязать со скважиной;

- в ЦА № 1 набрать 5 м³ технической воды, в ЦА № 2 – масло в объёме 2 м³; в кубовые ёмкости набрать по 1 м³ масла, приготовить для оперативного ввода реагент «Полиэкспан» (по 200 кг рядом с каждой ёмкостью);

- произвести последовательную закачку в бурильные трубы:

- 0,5 м³ разделительного буфера (масла) из ЦА № 2;

- 2,0 м³ технической воды из второй ёмкости ЦА № 1;

- 0,5 м³ разделительного буфера (масла) из ЦА № 2;

- 2,0 м³ блокирующего состава «Полиэкспан» (ПБС) (400 кг «Полиэкспан» (ПБС) в 2 м³ масла из кубовых емкостей через ЦА);

- ввод реагента «Полиэкспан» (ПБС) в масло начинать в момент закачки с обязательным интенсивным перемешиванием, обеспечив равномерное распределение реагента в объёме закачиваемой смеси;

- 0,5 м³ разделительного буфера (масла) из ЦА № 2;

- 3 м³ технической воды из второй ёмкости ЦА № 1;

- 0,5 м³ масла из ЦА № 2;

- по окончании закачки осуществить продавку буровым раствором через ЦА № 2 из расчёта начала вытеснения первого разделяющего буфера из бурильных труб; загерметизировать устье скважины;

- произвести продавку смеси «Полиэкспан» (ПБС) в поглощающий горизонт буровым раствором из расчёта закачки суммарного объёма композиции «Полиэкспан» (ПБС) с буферами и технической водой в поглощающий горизонт (10 м³);
- закачку производить с постоянным контролем давления:
 - в случае роста давления более 30–40 атм. свыше рабочего снизить производительность ЦА-320;
 - в случае последующего роста давления остановить продавку и произвести следующие операции: по объёму прокачанной жидкости определить местоположение смеси «Полиэкспан» (ПБС);
 - в случае если смесь вышла из трубного пространства, то произвести подъём на 100 м;
 - в случае если смесь «Полиэкспан» (ПБС) находится в трубном пространстве, разгерметизировать устье и произвести вымыв смеси;
- при закачке и продавке не допускать остановок во избежание сшивки реагента «Полиэкспан» (ПБС) в трубном пространстве;
- по окончании продавки зафиксировать остаточное давление в трубном и затрубном пространстве и оставить скважину на технологический отстой с загерметизированным устьем на 20–30 минут. По окончании данного времени сравнить остаточное давление на ЦА № 2 (с контролем количества вытесненного раствора). Оставить скважину на технологический отстой в течение 6 часов с постоянным контролем уровня бурового раствора;
- восстановить циркуляцию на глубине при минимальной производительности, при отсутствии поглощения ступенчато выйти на рабочий литраж с контролем объёмов бурового раствора;
- в случае отсутствия поглощения произвести спуск инструмента на забой, при получении посадки произвести промывку на данной глубине при минимальной производительности, после чего ступенчато увеличить литраж до рабочего с контролем объёмов бурового раствора. В случае отсутствия посадок промыть скважину на забое на минимальной производительности, после чего ступенчато увеличить литраж до рабочего с контролем объёмов.

Необходимо также отметить, что комбинация наполнителей, эффективная на одной скважине, может быть абсолютно бесполезной на другой. Поэтому не следует относиться к приведённым выше рекомендациям по выбору типа, концентрации и фракционного состава инертных наполнителей как универсальному решению. В случае если использование данных выше рекомендаций не привело к желаемому результату, необходимо изменить тип наполнителя или соотношение различных наполнителей в растворе.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

10. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
11. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
12. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
13. Зеленцов А.М., Кугатов В.А., Рыбальченко Ю.М. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 97–99.
14. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
15. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
16. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
17. Махаматхожаев Д.Р. Разработка состава нефтеэмульсионного бурового раствора для вскрытия и капитального ремонта скважин с аномально низкими пластовыми давлениями // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 194–196.
18. Меринов И.А., Шиян С.И. Обоснование выбора бурового раствора на основании геолого-технических данных бурения наклонно-направленной скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 214–223.
19. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глино-порошках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.
20. Новрузова С.Г., Агабейли А. Экспериментальное исследование влияния добавок к буровому раствору на набухаемость и водоотдачу // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 264–267.
21. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
22. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620666. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu. M. Drilling flushing fluids: a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
11. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of regression model for determination of factors influencing properties and technological parameters of drilling fluid // Nauka. Technique // Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
12. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the drilling agents parameters influence on the differential tack probability // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
13. Zelentsov A.M., Kugatov V.A., Rybalchenko Yu.M. Effective system of the drilling mud deep cleaning // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 97–99.

14. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Universal hydrocarbon-based solution for the horizontal wells drilling // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 162–165.
15. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of the drilling mud for a qualitative well completion // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 166–169.
16. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Investigation of the drilling mud compositions for the clayey rocks drilling and the saline formation prevention // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
17. Makhmatkhozhaev D.R. Development of a composition of the oil-emulsion drilling mud for an abnormally low formation pressure wells opening and overhaul repair // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 194–196.
18. Merinov I.A., Shiyan S.I. Justification of the drilling mud selection on the basis of the geological and technical data of the directional well drilling at Chayandinskoye oil-gas-condensate field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 214–223.
19. Moisa Yu.N., Snegirev S.N., Zozula V.V. Comparison of the drilling muds on the different clay-powders for drilling by the NNB method // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 181–186.
20. Novruzova S.G., Agabeyli A. Experimental investigation of the drilling mud additives influence on the swelling and water discharge // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 264–267.
21. Oleshkevich, D.V.; Kokarev, M.O. Drilling mud for struggle with the differential prihtavs // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 202–205.
22. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the oil and gas wells construction. Certificate of state registration of database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.

УДК 622.276.054:339.562

**ТЕХНОЛОГИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ
СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
НА АБИНО-УКРАИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**REGULATION TECHNOLOGY
OF THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM
ON THE ABINO-UKRAINSKOYE FIELD**

Шиян Станислав Иванович

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

Скиба Анна Сергеевна

студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
anya.ivanova.25@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена геолого-физическая характеристика Абино-Украинского месторождения, расположенного в пределах Крымского и Абинского районов Краснодарского края. Предложена новая технология регулирования, позволяющая оперативно воздействовать на комплексный гидравлический режим, т.е. потокораспределение во всех значимых участках системы. Показано, что предлагаемый способ управления системой ППД (технология дискретных закачек) легко реализуется как на вновь проектируемых, так и на действующих системах ППД путём введения дополнительно к общепринятым средствам контроля и управления телеуправляемых запорных устройств на скважинах, а на диспетчерском пункте соответствующей программы сбора, обработки и представления данных.

Ключевые слова: система поддержания пластового давления; рекомендации по организации ППД; требования к качеству воды; обоснование агентов воздействия на пласты; способы поддержания пластового давления; обоснование выбора системы размещения и плотности сеток скважин.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Skiba Anna Sergeyevna

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
anya.ivanova.25@mail.ru

Annotation. The article considers the geological and physical characteristics of the Abino-Ukrainskoye field, located within the Crimean and Abinsk regions of the Krasnodar Territory. A new regulation technology is proposed that allows you to quickly act on the integrated hydraulic regime, i.e. flow distribution in all significant parts of the system. It is shown that the proposed method for managing the reservoir pressure maintenance system (discrete injection technology) is easily implemented both on newly designed and existing reservoir pressure maintenance systems by introducing, in addition to generally accepted means of monitoring and control of remote-controlled shut-off devices in wells, and at the control room an appropriate collection and processing program and data presentation.

Keywords: reservoir pressure maintenance system; recommendations on the organization of reservoir pressure maintenance; water quality requirements; substantiation of reservoir agents; methods of maintaining reservoir pressure; rationale for the choice of placement system and density of well grids.

Общая характеристика месторождения

Абино-Украинское месторождение, расположенное в пределах Крымского и Абинского районов Краснодарского края, открыто и введено в разработку в 1956 году.

На месторождении пробурено 281 скважина. Накопленная добыча жидкости равна 21001 тыс. тонн, в т.ч. 6537 тыс. тонн нефти, растворённого газа – 791 млн м³ (в т.ч. 7 млн м³ потерь), накопленная закачка воды с учётом утилизации сточных вод – 7238 тыс. м³. Текущая нефтеотдача – 0,223.

Для обеспечения эффективной добычи нефти применяются гидравлические системы сбора нефти и поддержания пластового давления (ППД), которые имеют сетевую структуру протяжённостью в среднем более 300 км и несколько тысяч элементов

(трубопроводы, скважины, запорная арматура, насосные агрегаты и т.д.). Процесс их регулирования сводится к изменению характеристик некоторых элементов, например, насосов. Однако известно, что структурно сложным системам свойственно реагировать изменением режимов во всех элементах при изменении свойств хотя бы в одном из них. Также применяется технология периодической эксплуатации, которая, однако, не обеспечивает энергосбережение. Ведётся оперативное распределённое регулирование путём смены штуцеров, положения дросселей, корректировки частоты тока для погружных электроцентробежных насосов и т.п. Так как регулирование такого рода не может обеспечить выход на требуемый режим одновременно по всей системе ППД, то это приводит к порывам трубопроводов вследствие гидравлических ударов и неуправляемому гидравлическому разрыву пласта.

В результате происходит снижение коэффициента извлечения нефти на 2–3 % и более.

В этой связи необходима новая технология регулирования, позволяющая оперативно воздействовать на комплексный гидравлический режим, т.е. потокораспределение во всех значимых участках системы. Для достижения такого результата необходима разработка и внедрение распределённого регулирования режимов скважин в непрерывном режиме.

Анализ, требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления и подготовке закачиваемых рабочих агентов

Абино-Украинское нефтяное месторождение разрабатывается с ППД.

Существует система, включающая в себя участок подготовки воды методом отстоя в резервуарах, насосную станцию, водоводы высокого давления от КНС к блокам водораспределительных гребёнок (ВРБ) и нагнетательным скважинам, фонд нагнетательных скважин.

Настоящим проектом предусматривается поддержание пластового давления, в связи с чем предъявляются особые требования к системе закачки и качеству воды.

В настоящее время подготовка воды для закачки в пласт осуществляется следующим образом. После сброса попутной воды на Новоукраинской УПСН пластовая вода из резервуаров общим объёмом 3000 м³ насосом ЦНС 38/50 под давлением 3–4 кгс/см² подаётся в резервуары РВС-1000 № 4 и РВС-400 №№ 1, 2 и 3 участка ЗПВ для отстоя в соответствии с нормами по регламенту: содержание мехпримесей 50 мг/л; нефти 50 мг/л; Fe⁺³ 2,4 мг/л. После отстоя вода откачивается на насосы КНС.

Насосная станция предназначена для утилизации пластовой воды на Абино-Украинском месторождении.

Производительность насосной станции ЗПВ «Новоукраинская» по технологическому регламенту – 450 тыс. м³/год. Год сооружения 1968 г. Производительность в настоящее время определена мощностью шурфовых насосов ЭЦН5А 200-1450 и составляет 750 м³/сут или 270 тыс. м³/год. Дополнительно пробурено три шурфа глубиной 30 м, что позволяет увеличить производительность при монтаже насосов до значений регламента.

При работе на приёме шурфовых насосов ЭЦН5А (шурфы №№ 1, 4, 5 и 7) давление 5–10 кгс/см², на выкиде 100–150 кгс/см². На подпоре работают насосы ЦНС 60×198 (1 рабочий, 1 резерв).

Состав и характеристика оборудования Новоукраинской КНС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав и характеристика оборудования Новоукраинской КНС

Наименование оборудования КНС	Обозначение	Количество
1	2	3
Резервуар вертикальный стальной V = 1000 м ³	РВС-1000 № 4	1
Резервуар вертикальный стальной V = 400 м ³	РВС-400 №№ 1, 2, 3	3
Насосы закачки пластовой воды ВННП5А-199-1100	шурф № 1	1
ЭЦНД 5А-250-400		1
ЭЦН5А-250-350	шурф № 4	1
2ВННП5А-199-1100		1

Окончание таблицы 1

1	2	3
2ВННП5А-199-700	шурф № 5	1
2ВННП5А-199-900		1
ЭЦНД 5А-199-1050	шурф № 7	1
ЭЦН5А-250-400		1
Узел учёта закачиваемой пластовой воды	«Взлёт МР»	2

На рисунке 1 приведён прогноз загрузки КНС по варианту 3.

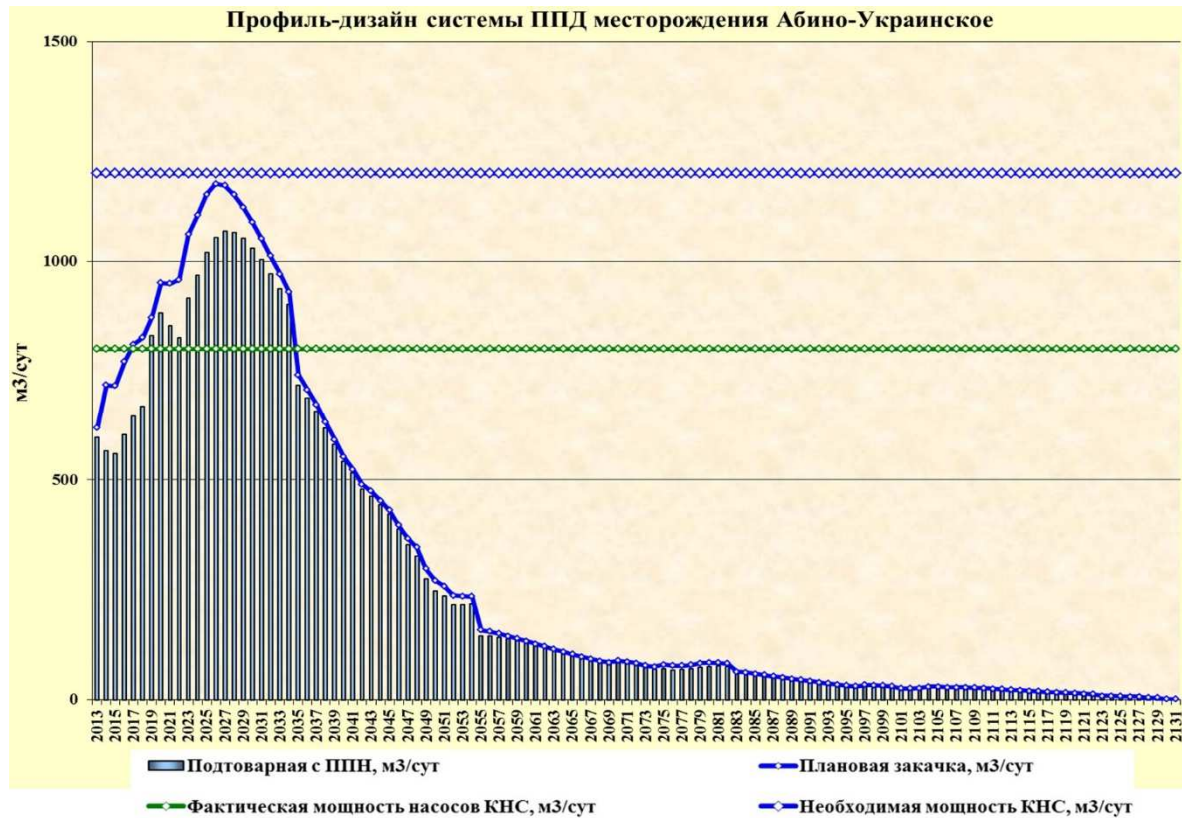


Рисунок 1 – Прогноз загрузки КНС

В соответствии с рекомендуемым вариантом 3 предусматривается бурение 13 нагнетательных скважин.

Максимальный уровень закачки достигнет в 2027 году и составит 438,5 тыс. м³/год или 1201,4 м³/сут. Приёмистость нагнетательной скважины 79 м³/сут. Как видно из прогнозируемых показателей, необходимо увеличить мощность действующих шурфовых насосных агрегатов для закачки воды в систему нагнетания на 500 м³/сут.

Водоводы высокого давления системы ППД проложены подземно, имеют сварочное соединение, изготовлены из труб сталь 20 по ГОСТ 8732-78 Таганрогского металлургического завода. Внутреннего покрытия и наружной изоляции нет. Электрохимическая защита не предусмотрена. Имеется битумное покрытие БН 70/30 ГОСТ 6617-76.

Водоводы низкого давления покрытия не имеют, за исключением водовода от насосной первого подъёма до РВС-400, имеющего покрытие из экструдированного ПЭ усиленного типа ГОСТ Р 51164-98 ООО «Завод по изоляции труб» г. Тимашевск.

Нагнетательные скважины

На устьях нагнетательных скважин установлена арматура АФК 65х210 Бакинского и Воронежского заводов. Скважины оборудованы колоннами труб диаметром 60 и 73 мм. Средняя глубина подвески НКТ находится на 5–8 м выше верхних отверстий фильтра.

Основные восстановительные мероприятия, проводимые на скважинах, – дополнительная перфорация, реперфорация, промывка забоя.

Рекомендации по организации ППД

Устьевая обвязка нагнетательных скважин должна иметь оборудование и устройства, позволяющие:

- принимать воду;
- осуществлять излив для очистки призабойной зоны;
- осуществлять плановую промывку водоводов;
- осуществлять безопасный для окружающей среды приём шлама при разливах и промывках водоводов.

В нагнетательные скважины предпочтительно спускать колонну НКТ одного типоразмера, но составленную из секций с повышением группы прочности (снизу вверх).

Расчёт колонн НКТ должен производиться согласно «Инструкции по расчёту колонн насосно-компрессорных труб» с учётом максимальных постоянных и переменных нагрузок. Основная постоянная нагрузка – собственный вес колонны. Переменные нагрузки обусловлены изменением давления и весом жидкости в колонне. Наибольшее внутреннее давление возникает при испытании колонны на герметичность и установке пакера.

Нагнетательные трубы спускаются до интервала перфорации.

Во избежание коррозии трубы защищаются антикоррозионным покрытием. Башмак нагнетательных труб обустройства воронкой. Для защиты обсадной колонны от высокого давления, предотвращения коррозионного воздействия и исключения проникновения закачиваемой воды в вышележащие горизонты на колонне нагнетательных труб в районе над интервалом перфорации устанавливается пакер типа ПВ-М или аналог.

В настоящее время количество закачиваемой воды определяется приблизительно. Для обеспечения точных замеров требуется установить на водоводах к каждой нагнетательной скважине счётчики (расходомеры).

На нагнетательных линиях должны быть установлены регистрирующие манометры с трёхходовыми кранами и предохранительные клапаны.

На рисунке 2 приведена схема системы закачки пластовой воды (ЗПВ) на Абино-Украинском месторождении.

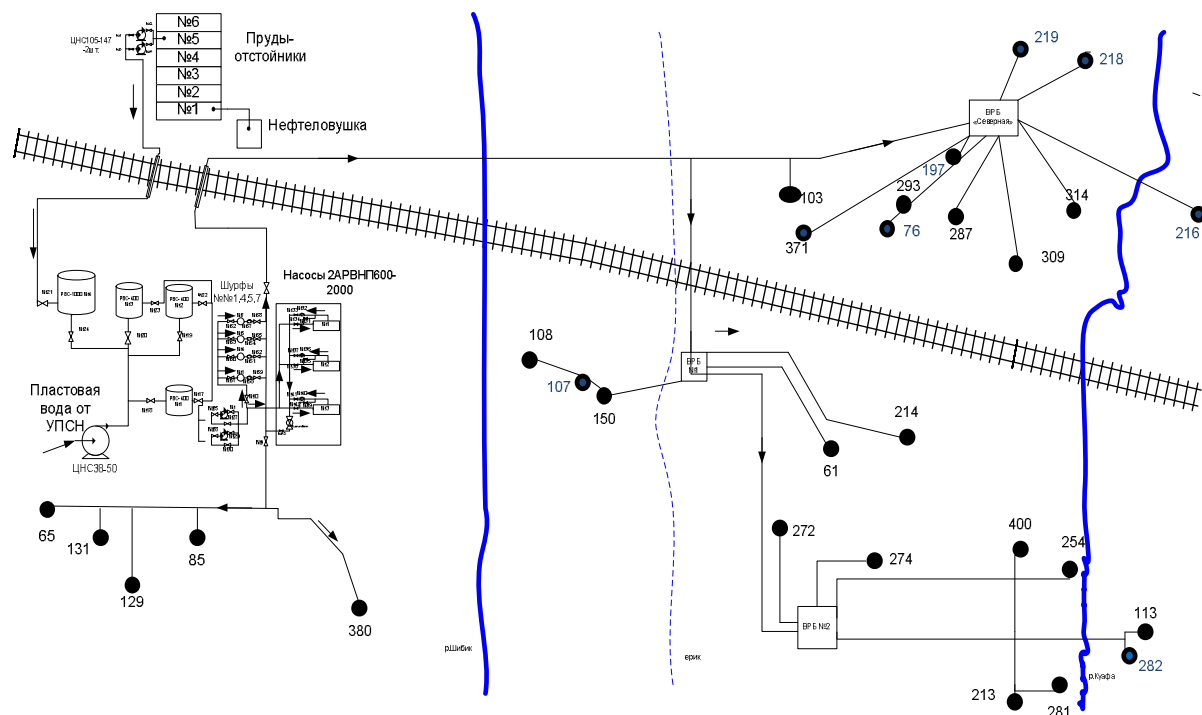


Рисунок 2 – Схема системы закачки пластовой воды (ЗПВ) на Абино-Украинском месторождении

Схема обустройства нагнетательной скважины показана на рисунке 3.

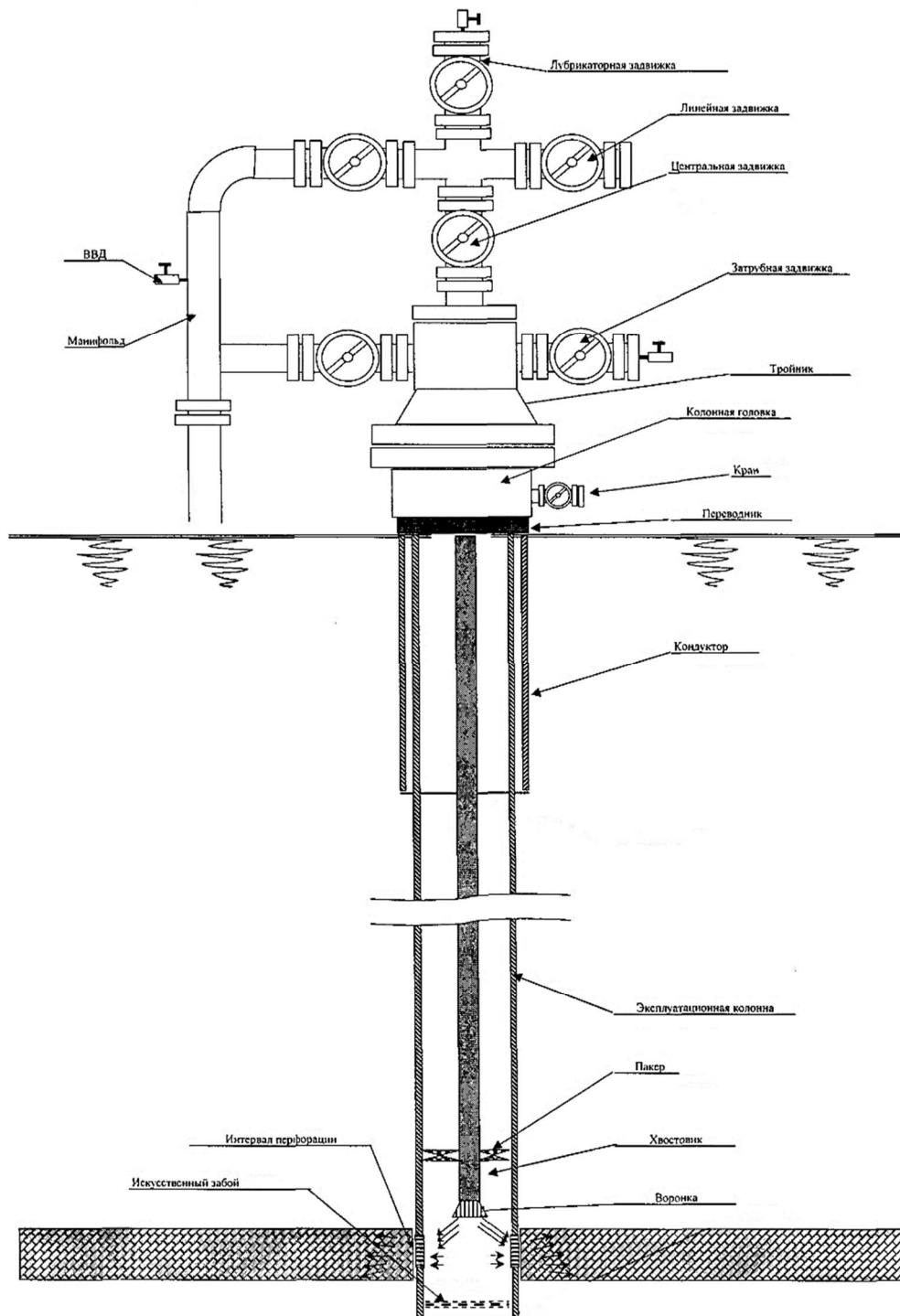


Рисунок 3 – Схема оборудования устья и ствола нагнетательной скважины

Требования к качеству воды

Требования к качеству воды для нагнетания в пласт регламентируются ОСТ 39-225-88, который устанавливает допустимые нормы по содержанию нефти и механических примесей в зависимости от проницаемости пористой среды коллектора и коэффициента относительной трещиноватости коллектора.

Проницаемость коллектора миоценовых отложений $0,0246 \text{ мкм}^2$.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается следующее (табл. 2).

Таблица 2 – Допустимое содержание нефти и механических примесей

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 включительно	–	до 3	до 5
свыше 0,1		до 5	до 10
до 0,35	от 6,5 до 2 включительно	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 включительно	от 35 до 36 включительно	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм² должно быть 90 % частиц не крупнее 1 мкм.

Кроме того, содержание растворённого кислорода должно быть не более 5 мг/л, закачиваемые воды должны быть совместимыми с пластовой водой и с породой пласта. Контроль с отбором проб осуществляется не реже раза в неделю на выходе с очистной установки и на наиболее удалённых нагнетательных скважинах.

Для достижения качественной приёмности скважин необходимо поддерживать состояние призабойной зоны на уровне, соответствующем коллекторским свойствам пластов.

Перед осуществлением нагнетания необходимо провести очистку забоев нагнетательных скважин и восстановить фильтрационные характеристики призабойной зоны.

При снижении приёмности на 20 % производить проведение кислотных обработок призабойной зоны и очистку нагнетательной скважины самоизливом, промывкой на ёмкость с последующей откачкой отстоявшейся воды в нефтесборную сеть или водовод и вывозом твёрдых осадков в шламонакопитель. Для достижения проектной приёмности рекомендуется проведение ГРП. Первостепенной задачей при закачке воды в пласт является проблема энергосбережения, поскольку это высокоэнергоёмкий метод увеличения нефтеотдачи.

Рекомендуется при осуществлении ППД на месторождении применять следующие приёмы энергосбережения:

- уменьшение числа ступеней насосных агрегатов;
- замена насосных агрегатов с электродвигателями большой мощности на агрегаты с электродвигателями меньшей мощности;
- отключение согласно графику насосных агрегатов в часы максимальных нагрузок в энергосистеме;
- применение режима циклической закачки;
- исключение закачки технологически излишних объёмов воды;
- применение трубопроводов повышенной гладкости;
- исключение попадания кислорода в закачиваемую воду;
- осуществление снижения сопротивления призабойной зоны за счёт повышения совершенства вскрытия забоя;
- использование естественных или механизированных изливов для очистки призабойных зон;
- повышение культуры ремонтных работ всех видов, исключая привнесение на забой колющих и абразивных шламов.

При ППД неоднородных по приёмности и нефтенасыщенности пластов необходимо применение технологий выравнивания профилей приёмности.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования. Из известных ингибиторов коррозии для этих целей можно рекомендовать реагент АНП-2.

Для повышения качества закачиваемой воды рекомендуется осуществить мероприятия по обеззараживанию воды от СВБ бактерицидом типа СНПХ-1260.

Согласно расчётам, на период разработки не будет дефицита попутной воды, излишки с соседних месторождений (Украинского и Шептальского) будут откачиваться на УПН Бугундырский для дальнейшей подготовки и утилизации.

Давление нагнетания

Среднесуточная закачка подтоварной и сточной воды на 01.01.2019 г. по поглощающим скважинам Новоукраинской КНС составляет до 650 м³/сут., а прогнозируемые объёмы закачки достигнут 1150 м³/сут.

Расчёт давления нагнетания на устье скважины при максимальной приёмистости приведён в таблице 3.

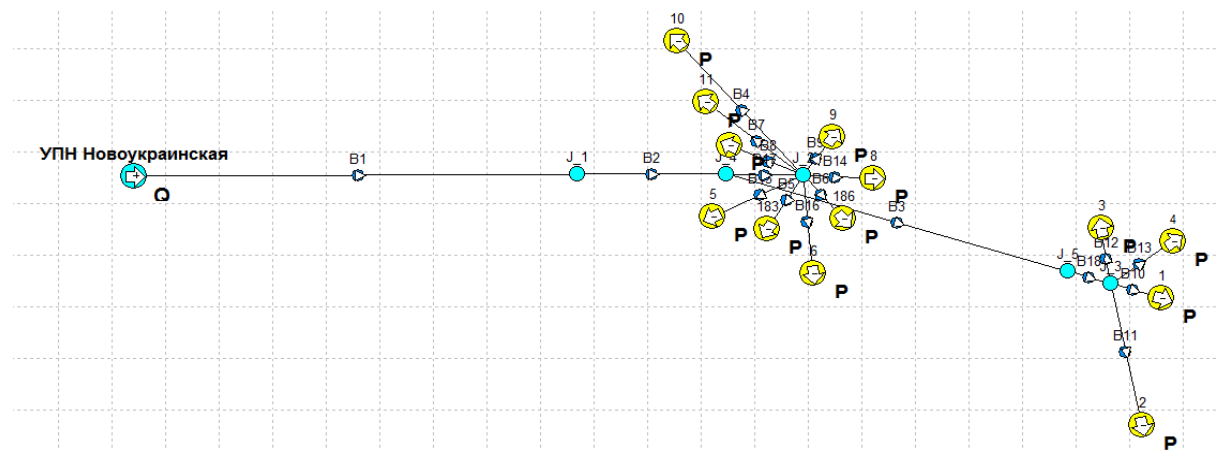
Таблица 3 – Расчёт давления нагнетания на устье скважины

Объём нагнетаемой воды, м ³ /сут.	НКТ	Пласт X глубина 1420 м		Пласт XIV глубина 1760 м	
		гидравлические потери напора в НКТ, атм.	давление нагнетания на устье скважины с учётом гидравлических потерь, атм.	гидравлические потери напора в НКТ, атм.	давление нагнетания на устье скважины с учётом гидравлических потерь, атм.
125	73x5,5	0,55	66,3	0,65	67,4

Расчёт давления в водоводах закачки воды приведён в рисунке 4.

Проведённые гидравлические расчёты показывают, что давление в насосной для закачки воды составит 10 МПа.

Также необходимо увеличить мощность КНС установкой двух дополнительных агрегатов УЭЦН-250-1000 с 2021 года.



	Имя	Тип	Темп	Давление	Массовый расход	Расход газа	Расход жидкости	ГЖФ	Обводненность
-			С	atma	kg/s	mmsm3/c	sm3/d	sm3/sm3	%
1	1	Sink	20,00	67,51	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
2	10	Sink	19,33	92,86	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
3	11	Sink	19,54	92,93	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
4	183	Sink	19,66	92,92	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
5	186	Sink	19,55	92,90	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
6	2	Sink	19,28	67,38	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
7	3	Sink	19,89	67,49	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
8	4	Sink	19,27	93,12	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
9	5	Sink	19,65	93,21	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
10	6	Sink	19,54	93,19	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
11	7	Sink	19,71	92,93	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
12	8	Sink	20,27	67,55	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
13	9	Sink	19,66	92,92	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
14	J_1	Junction	19,91	96,25	13,44	0,00	1151,8	0,00	100,00
15	J_2	Junction	19,82	93,23	9,30	0,00	797,4	0,00	100,00
16	J_3	Junction	19,43	93,16	4,13	0,00	354,4	0,00	100,00
17	J_4	Junction	19,83	93,25	13,44	0,00	1151,8	0,00	100,00
18	J_5	Junction	19,46	93,17	4,13	0,00	354,4	0,00	100,00
19	УПН Новоукраинская	Source	20,00	100,00	13,44	0,00	1151,8	0,00	100,00

Рисунок 4 – Результаты расчётов водоводов

Для реализации проектных решений необходимо следующее обустройство:

- устьевое оборудование АНК 65×210 – 13 комплектов;
- насосно-компрессорные трубы 60,3×5 ГОСТ 633-80 (1500 м на одну скважину для закачки в X пласт миоцена – всего 13500 м; 1800 м на одну скважину для закачки в XIV пласт миоцена – всего 5400 м; итого 18900 м);
- пакеры ПВ-М – 13 ед.;
- водовод 159×10 (согласно гидравлическому расчёту) от распределительного водовода к скважинам ориентировочной длиной 1500 м;
- водоводы высокого давления 89×6,5 для подключения новых 13 нагнетательных скважин из бурения 6 км.

Электроснабжение

Электроснабжение электросетей Абино-Украинского месторождения запитано от подстанций ТП 35/6 кВ И-4 «Абинская» и ТП 35/6 кВ «Юлия». Подключение электрооборудования групповых установок, электродвигателей приводов глубинно-насосного оборудования, КНС, освещения осуществляется от ТП 6/0,4 кВ.

Рекомендации по энергоснабжению

Для реализации проектных решений по рекомендуемому варианту разработки мощностей существующих подстанций недостаточно.

В связи бурением 58 новых добывающих скважин, с вводом из бездействия 18 насосных скважин, бурением 13 новых нагнетательных скважин и увеличением количества закачки воды с целью ППД мощность дополнительного потребления составит около 1000 кВт:

- мощности электродвигателей приводов 76 глубинно-насосных скважин $N = 11$ кВт;
- мощности электродвигателей приводов 2 шурфовых насосов $N = 90$ кВт.

Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления

Как показали расчёты по оценке упругого запаса залежи, пластовой энергии кумской свиты достаточно для того, чтобы отобрать остаточные запасы углеводородов. Аналогичные расчёты по миоценовым отложениям указывают на необходимость осуществления ППД посредством закачки воды в пласт, но существующая система требует изменения и расширения – остановка закачки на участках, которые уже не разрабатываются или находятся на удалении от зон отборов – необходим перенос закачки в новые скважины.

Но прежде нужно выполнить работы по изучению процессов вытеснения нефти пластовой водой, водой с загустителем, фактора остаточного сопротивления, набухаемости.

Следует сказать, что в настоящий момент времени на Абино-Украинском месторождении никаких исследований по определению на кернах остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения различными агентами не выполнялось. Для улучшения соотношения подвижности между вытесняющей и вытесняемой жидкостями в закачиваемую воду необходимо добавлять загустители. Наиболее широко применяются высокомолекулярные соединения, например, водорастворимые полимеры.

Применение наиболее доступного полимера (полиакриламида) связано с трудностями приготовления, дозирования и его высокой стоимостью и дефицитностью. Кроме того, в результате полимерного заводнения снижается темп добычи нефти во времени.

Для применения других методов воздействия (газовых, тепловых, физико-химических), необходимо тщательное изучение эффективности процессов вытеснения в лабораторных условиях с последующим проведением опытных работ.

Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин

Основной фонд скважин Абино-Украинского месторождения пробурен в 50–60-х гг. прошлого века. Позднее на основных эксплуатационных объектах (миоцен – N_1 и кумский горизонт – P_2km (2500 м)) осуществлялось уплотняющее бурение. Основным

принципом при разбуривании был поэтапный ввод новых скважин, начиная с пониженных частей залежей с последующим переводом на верхние отметки на структуре. Учитывая резервы по нефтенасыщенной мощности, которые не охвачены дренированием, следует предусмотреть, прежде всего, восстановление продуктивности существующих скважин (как действующих, так и бездействующих) посредством переноса интервалов дренирования на верхние продуктивные гипсометрические отметки.

А для полной выработки остаточных извлекаемых запасов углеводородов структура вариантов разработки предполагает бурение новых скважин и боковых стволов.

Система ППД посредством закачки воды в пласт претерпит изменения за счёт переноса закачки воды в новые скважины.

Литература

1. Технологическая схема разработки Абино-Украинского месторождения / ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»; отв. исп. Мочаев С.В. – Краснодар, 2008.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
9. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
10. Бэссей Инико Экенг, Савенок О.В., Нвизуг-Би Лейи Ключверт. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 53–57.
11. Захарова Е.Ф., Шайхразиева Л.Р. Некоторые вопросы подбора насосного оборудования для совершенствования заводнения пластов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 86–89.
12. Кодаш А.С. Седиментологический анализ коллекторов нижнемеловых отложений Западного Предкавказья // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 88–93.
13. Полякова Н.С., Ваганов Л.А. Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Винтойского месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 227–229.
14. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 146–151.
15. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51.
16. Скуба Д.А. [и др.]. Высокая эффективность циклической закачки воды на месторождениях с флишевым строением коллекторов (результаты промышленного эксперимента на залежи кумского горизонта Новодмитриевского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 10–14.
17. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 11–17.
18. Циклис И.М., Моисеева Е.Ф. Исследование влияния продолжительности периода проста/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296–301.
19. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3.

References

1. Technological scheme of Abino-Ukrainian field development / Rosneft - STC LLC; responsible executor Mochaev S.V. – Krasnodar, 2008.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
9. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of prediction of the collector rocks state // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
10. Bessey Iniko Ekeng, Savenok O.V., Nvisug-Bi Lei Kluwert. Optimization of wells placement at reservoir flooding for effective field development // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – № 7. – P. 53–57.
11. Zakharova E.F., Shaikhraziyeva L.R. Some questions of a pumping equipment selection for perfection of reservoir flooding // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 86–89.
12. Kodash A.S. Sedimentological analysis of the Lower Cretaceous sediments reservoirs in the Western Caucasus // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 88–93.
13. Polyakova N.S., Vaganov L.A. Estimation of effectiveness of the flooding system of the BV7 object of the South-Vyntoyskiy field // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 227–229.
14. Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. Efficiency of the chemical methods of reservoir stimulation and non-stationary cyclic flooding at Vyngapurovskoye deposit // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 146–151.
15. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of the prospects of additional development of the oil deposits and carrying out of the geological and technical measures on the wells by the actual data of their exploitation // Geology, geophysics and development of the oil and gas fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
16. Scuba D.A. [et al.]. High efficiency of cyclic water injection at oilfields with fleece structure of collectors (results of industrial experiment on deposits of Kumskiy horizon of Novodmitrievskiy field) // Neftepromyshlennoe Delo. – 2016. – № 7. – P. 10–14.
17. Skuba D.A., Savenok O.V., Solovyova V.N. Estimation of a real cavernous-cracked limestone reservoir of the Upper Cretaceous oil deposits in Chechen Republic // Geology, geophysics and development of the oil and gas fields. – 2016. – № 12. – P. 11–17.
18. Tsiklis I.M., Moiseeva E.F. Investigation of the downtime/injection well operation period influence on the application efficiency of the non-stationary zawatering in the oil deposits under the partial degassing conditions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 296–301.
19. Shiyan S.I., Omelchenko N.N. Engineering variants at reconstruction of the production objects of the oil, gas and water collecting, transportation and preparation system of Ivanovo field // Petroleum engineer. – 2020. – № 3.

УДК 622.276 + 621.311:531

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ**



**PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT
OF THE NORTH-TARASOVSKOYE OIL FIELD
USING ENERGY AND RESOURCE-SAVING TECHNOLOGIES**

Шиян Станислав Иванович

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

Мунтян Валерия Сергеевна

студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
leramunya77@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий. Приведён анализ энергоэффективности в механизированной добыче; анализ энергоэффективности фонда УЭЦН и анализ энергоэффективности скважин СШНУ. Рассчитан Баланс полезного использования и потерь электрической энергии и сделана оценка потенциала экономии электрической энергии фондом УЭЦН и СШНУ.

Ключевые слова: анализ энергоэффективности в механизированной добыче; анализ энергоэффективности фонда УЭЦН; баланс полезного использования и потерь электрической энергии; потенциал экономии электроэнергии при эксплуатации фонда УЭЦН; анализ энергоэффективности скважин СШНУ; оценка потенциала экономии электрической энергии фондом СШНУ.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Muntian Valeria Sergeevna

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
leramunya77@mail.ru

Annotation. The article discusses the prospects of developing the North-Tarasovskoye oil field using energy and resource-saving technologies. The analysis of energy efficiency in mechanized production; energy efficiency analysis of the an electric centrifugal pump fund and energy efficiency analysis of borehole pumping unit wells. The Balance of useful use and losses of electric energy is calculated and the potential of saving of electric energy is estimated by the an electric centrifugal pump fund and borehole pumping unit.

Keywords: energy efficiency analysis in mechanized mining; energy efficiency analysis of the installation of an electric centrifugal pump fund; balance of useful use and losses of electric energy; potential for energy savings in the operation of the installation of an electric centrifugal pump fund; energy efficiency analysis of borehole pumping unit wells; assessment of the potential for saving electric energy by the borehole pumping unit fund.

А анализ энергоэффективности в механизированной добыче

Одним из основных показателей энергоэффективности работы механизированного фонда скважин, формирование которого может обеспечить существующая система технического учёта электрической энергии, является показатель удельного электропотребления на добычу жидкости.

Ниже приведены фактические показатели удельного электропотребления на добычу жидкости за два месяца (январь, февраль) 2019 года по месторождениям Тарасовского направления по данным технического учёта.

Таблица 1 – Фактические показатели удельного электропотребления на добычу жидкости по месторождениям Тарасовского направления за январь-февраль 2019 года

Наименование месторождения	Удельное энергопотребление на добычу жидкости, кВт·ч/т	Графическая интерпретация
Губкинское	16,92	
Северо-Тарасовское	36,29	
Тарасовское	26,43	
Усть-Харампурское	33,92	
Южно-Тарасовское	18,20	
Итого Тарасовское направление	25,04	

Динамика расчётного удельного электропотребления механизированного фонда на добычу жидкости по Тарасовскому направлению ООО «РН-Пурнефтегаз» приведена в таблице 2. Порядок определения расчётных показателей энергоэффективности приведён ниже.

Таблица 2 – Динамика расчётных показателей удельного электропотребления на добычу жидкости по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	Удельное энергопотребление на добычу жидкости, кВт·ч/т	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	33,4	
	декабрь 2018 г.	26,4	
	март 2019 г.	22,0	

Уровень удельных энергозатрат на механизированную добычу колеблется в широких пределах – от 22,0 в марте до 33,4 кВт·ч/т жидкости в июле.

Для выявления причин различного уровня удельного электропотребления на добычу жидкости механизированным (насосным) способом необходимо определить показатели энергоэффективности каждого способа эксплуатации, одновременно перейдя на более информативный показатель энергоэффективности – эксплуатационный КПД насосной установки.

Анализ энергоэффективности фонда УЭЦН

Для детального анализа энергоэффективности механизированного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, был выполнен расчёт показателей энергопотребления с учётом уточнения показателей технологического режима скважин.

По скважинам произведено уточнение состава насосного оборудования, электропривода и режима работы УЭЦН. По каждой скважине определены расчётные показатели уровня суточного электропотребления. При этом учитывались:

- давление буферное и затрубное;
- динамический уровень;
- суточный дебит по жидкости;
- обводнённость;
- газовый фактор по нефти и жидкости;
- плотность пластовой нефти;
- тип насоса и режим его работы;
- коэффициент подачи насоса;
- глубина спуска насоса;
- номинальная мощность ПЭД;
- частота питающей сети.

Вычислялись:

- плотность ГЖС;
- кинематическая вязкость водонефтяной эмульсии;
- поправки характеристик ПЭЦН с учетом кинематической вязкости в потоке;
- КПД насоса с учётом его производительности и вязкости потока ГЖС;
- потери напора в НКТ, штуцере и другие;
- напор газа на участке «забой приём» и «насос – устье»;
- общий напор насоса с учётом всех потерь напора;
- уровень свободного газа в ПЭЦН;
- мощность на валу ПЭД;
- коэффициент загрузки ПЭД;
- КПД ПЭД с учетом коэффициента его загрузки;
- суточный расход электроэнергии и баланс расхода с учётом потерь электроэнергии в оборудовании;
- удельный расход электроэнергии на тонно-километр подъёма жидкости;
- на подъём жидкости; подъём нефти;
- КПД насосной установки в целом.

Расчётные показатели уровня удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Распределение уровня расчётных удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	Удельный расход на добычу жидкости, кВт·ч/т	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	34,6	
	декабрь 2018 г.	26,7	
	март 2019 г.	21,9	

Уровень удельных энергозатрат по Северо-Тарасовскому месторождению достаточно близок. Это свидетельствует о схожести влияния факторов, формирующих уровень удельных энергозатрат.

Расчётные показатели эксплуатационного КПД УЭЦН приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётный уровень эксплуатационного КПД УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	КПД насосной установки, доли ед.	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	0,211	
	декабрь 2018 г.	0,251	
	март 2019 г.	0,254	

Наиболее низкий уровень эксплуатационного КПД УЭЦН наблюдается в июле 2018 года, что и определяет повышенный уровень удельных энергозатрат на добычу жидкости. Низкий КПД обусловлен работой многих ПЭЦН вне пределов оптимальной рабочей зоны и высоким процентом свободного газа в насосе.

Распределение УЭЦН по уровню КПД по Северо-Тарасовскому месторождению приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Распределение УЭЦН по уровню эксплуатационного КПД

Месторождение	Номер скважины	КПД насосной установки, доли ед.	Графическая интерпретация
1	2	3	4
Северо-Тарасовское	5	0,126	
	15	0,146	
	69	0,147	

Окончание таблицы 5

Северо-Тарасовское	30	0,156	
	7	0,163	
	61	0,177	
	12900	0,197	
	52	0,197	
	58	0,201	
	47	0,225	
	8	0,227	
	13	0,231	
	34	0,237	
	60	0,279	
	13000	0,287	
	13600	0,299	
	4	0,306	
	51	0,314	
	9	0,317	
	63	0,320	
33	0,333		

Баланс полезного использования и потерь электрической энергии

Баланс использования и потерь электрической энергии при эксплуатации фонда УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс использования и потерь электроэнергии при добыче нефти УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению за март 2019 года

Потребление и потери электроэнергии в УЭЦН		
Суточный расход всего, кВт·ч	17590,2	100 %
в т.ч. полезный расход на подъём, кВт·ч		
нефти	1691,3	9,6 %
воды	2776,8	15,8 %
в т.ч. потери в составляющих элементах УЭЦН, кВт·ч		
Всего	13122,1	74,6 %
в ЭЦН, включая газосепаратор и гидрозащиту	7904,7	44,9 %
в т.ч. ЭЦН за счет вязкости	538,3	3,1 %
ПЭД	3156	17,9 %
в кабеле	845,3	4,8 %
в трансформаторе, вкл. ст. управления и ЧП	1210,2	6,9 %
НКТ, штуцере и др.	5,8	0,0 %

Анализ баланса потребления и потерь электроэнергии фондом УЭЦН показывает, что около 45 % от потребления составляют потери в ЭЦН, около 18 % – в ПЭДе.

Потенциал экономии электроэнергии при эксплуатации фонда УЭЦН

Нормативным (нормальным) режимом работы УЭЦН считается режим, при котором обеспечивается работа погружного насоса в зоне подач от 0,6 до 1,4 от номинальной суточной производительности. В случае периодической эксплуатации УЭЦН

суточная производительность определяется с учётом работы насосной установки и времени накопления в течение суток. Значение КПД ПЭЦН в точках его характеристики, соответствующих 0,6 и 1,4 номинальной подачи, считаются минимально допустимыми. Дополнительный расход электроэнергии, обусловленный снижением КПД ПЭЦН за счёт его работы вне зоны нормативной производительности условно считается сверхнормативным расходом. Рекомендуется принимать меры по обеспечению работы ПЭЦН в зоне нормативной производительности (в рабочей зоне). Величину сверхнормативного расхода в этом случае можно принять как величину потенциальной экономии.

Достижение (получение) данной экономии обеспечивается различными мероприятиями, направленными на обеспечение работы ПЭЦН в оптимальной рабочей зоне:

- смена насоса;
- изменение производительности насоса частотным регулированием;
- улучшение сообщаемости ПЗП с пластом (кислотные обработки, промывки, гидроразрыв и др.);

Потенциал экономии, соответствующий вышеприведённому определению, по фонду УЭЦН составляет 288,1 кВт·ч/сут. или 105,2 тыс. кВт·ч/ год.

Список УЭЦН и величины сверхнормативных расходов по данным установкам приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Сверхнормативные потери электроэнергии по УЭЦН Северо-Тарасовского месторождения

№ скважины	5	15
Тип установленного ЭЦН	225ЭЦНАКИ5-60	ЭЦНА5-30
Номинальная производительность насоса, м³/сут.	60	30
Суточный дебит жидкости, м³/сут.	15	16
Коэффициент подачи, доли ед.	0,3	0,5
Частота, Гц	50	50
Суточный расход всего, кВт·ч	829,3	570,4
Удельный расход		
жидкости, кВт·ч/т	55,8	39,2
нефти, кВт·ч/т	373,8	76,7
КПД насосной установки, доли ед.	0,126	0,146
Сверхнормативные потери в ЭЦН, кВт·ч/сут.	279,9	8,2

Несмотря на имеющийся в целом потенциал экономии, необходимо отметить, что в осложнённых условиях эксплуатации УЭЦН по Тарасовскому направлению ООО «РН-Пурнефтегаз» при наклонно-направленном профиле ствола и высоком газовом факторе на отдельных скважинах повышение КПД насосной установки является достаточно проблематичным. Также проблематичной становится как борьба с выносом частиц пласта (крепление ПЗП), так и защита от них насоса (скважинные и насосные фильтры и т.д.).

Анализ энергоэффективности скважин СШНУ

Для детального анализа энергоэффективности механизированного фонда скважин, оборудованных СШНУ, был выполнен расчёт показателей энергопотребления с учётом уточнения показателей технологического режима скважин.

По скважинам определены расчётные показатели уровня суточного энергопотребления.

Расчётные показатели удельного энергопотребления на добычу жидкости СШНУ по Северо-Тарасовскому месторождению имеют высокий разброс значений, что говорит о характерных режимах и особенностях эксплуатации СШНУ.

Определяющими факторами, формирующими уровень удельного энергопотребления на добычу жидкости, являются:

- напор насоса (ШГН);
- КПД СШНУ.

КПД СШНУ определяется с учётом:

- типа станка-качалки;
- мощности установленного ЭД и его загрузки;
- КПД подземной части;
- КПД редуктора;
- коэффициента подачи насоса; с учетом длины хода, числа качаний, диаметра насоса;
- коэффициента формы кривой нагрузки.

Расчётные показатели уровня удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости СШНУ приведены в таблице 10.

Таблица 8 – Распределение уровня удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости СШНУ

Наименование месторождения	Период	Удельный расход на добычу жидкости, кВт · ч/т	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	21,5	
	декабрь 2018 г.	20,3	
	март 2019 г.	22,4	

Распределение средневзвешенного КПД СШНУ по месторождениям приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение средневзвешенного эксплуатационного КПД ШГН по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	КПД СШНУ в целом с учётом коэффициента подачи, доли ед.	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	0,097	
	декабрь 2018 г.	0,117	
	март 2019 г.	0,107	

Из таблицы видно, что наиболее высокий эксплуатационный КПД СШНУ был в декабре 2018 года.

Распределение СШНУ по критерию возрастания эксплуатационного КПД по скважинам Северо-Тарасовского месторождения в марте 2019 года приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Распределение СШНУ по возрастанию эксплуатационного КПД

Месторождение	Номер скважины	КПД СШНУ в целом с учётом коэффициента подачи, доли ед.	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	107	0,032	
	20	0,139	
	25	0,144	

Среднее значение эксплуатационного КПД по СШНУ в марте 2019 года составило 0,105.

Основные причины низкого эксплуатационного КПД части фонда СШНУ следующие:

- низкий коэффициент подачи ШГН;
- низкий коэффициент загрузки приводных двигателей, обусловленный низкой подачей ШГН.

Средний коэффициент подачи ШГН 0,28. С коэффициентом подачи до 0,08 эксплуатируется 1 скважина.

Средний коэффициент загрузки ЭД ШГН составляет 0,2. С коэффициентом загрузки ЭД менее 0,2 эксплуатируется 1 СШНУ.

Баланс полезного использования и потерь электроэнергии при работе фонда СШНУ приведён в таблице 11.

Таблица 11 – Баланс полезного использования и потерь электрической энергии фондом СШНУ по элементам насосной установки

Энергетические показатели СШНУ		
Суточный расход всего, кВт·ч	564	100 %
в т.ч. полезный расход на подъём, кВт·ч		
нефти	23,7	4 %
воды	38,6	7 %
в том числе потери по элементам СШНУ, кВт·ч		
Потери всего, включая поступление пластовой энергии, кВт·ч	501,6	89 %
Электродвигатель	230	41 %
Клиноременная передача	6,7	1 %
Редуктор	6,5	1 %
Станок-качалка	48,1	9 %
НК и штанговая колонны	41,7	7 %
ШГН (мех)	4,6	1 %
Гидравлика НКТ	4,5	1 %
Подача ШГН, включая работу пласта	159,5	28 %

Анализ баланса потребления и потерь электроэнергии фондом СШНУ показывает, что 41 % от потребления составляют потери в электродвигателе, около 28 % – потери подачи ШГН.

Оценка потенциала экономии электрической энергии фондом СШНУ

С точки зрения экономических возможностей СШНУ могут обеспечить высокий напор в ограниченном диапазоне подач от 5 до 50 м³/сут. В области подач от 1 до 40 м³/сут. СШНУ имеет более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти, и при подаче, равной 35 м³/сут., он может достигать максимального значения 37 %.

Неблагоприятные факторы для СШНУ:

- суммарная деформация колонны штанг и НКТ достигает значительных величин и соизмерима с длиной хода плунжера;
- результатами деформаций могут явиться нарушения герметичности НКТ и утечки из них;
- закон движения точки подвеса штанг отличается от закона движения плунжера. Фактическая длина хода плунжера на 200–500 мм меньше длины точки подвеса штанг, поэтому при выборе режима работы установки стараются обеспечить максимальную длину хода плунжера;
- при изменении режима работы СШНУ (производительность, смена насоса и др.) балансировка СК изменяется и требуется выполнение контроля уравнивания и балансировки.

Неблагоприятными факторами, снижающими энергетическую эффективность эксплуатации СШНУ на Северо-Тарасовском месторождении, являются:

- низкий коэффициент подачи штангового насоса (средний – 0,28);
- низкий коэффициент загрузки приводного ЭД (средний – 0,21).

Удовлетворительной величиной коэффициента подачи может быть принята его величина на уровне 0,6–0,7.

Удовлетворительной величиной коэффициента загрузки приводного ЭД может быть принята его величина на уровне 0,7.

При выполнении мероприятий, способствующих повышению коэффициента подачи до уровня 0,65, КПД СШНУ будет приближаться к нормативному уровню 0,37 и

составит ориентировочно 0,345 (считая, что ЭД подобран правильно и загружен на уровне 0,7). Удельный расход на жидкость при этом составит порядка 13,77 кВт·ч/т.

Расчёт потенциальной экономии выполнится в следующей последовательности:

1. Удельный расход на подъём жидкости до изменения коэффициента подачи, кВт·ч/т·м:

$$\omega = \frac{0,00273}{\eta_{СШНУ}} = \frac{0,00273}{0,105} = 0,026.$$

2. Удельный расход на подъём жидкости с учётом напора насоса до изменения коэффициента подачи, кВт·ч/т:

$$\omega = 0,026 \cdot 989 = 25,714.$$

3. Удельный расход на подъём жидкости при повышении коэффициента подачи насоса до уровня 0,65 (в этом случае КПД СШНУ ожидается на уровне 0,345), кВт·ч/т·м:

$$\omega = \frac{0,00273}{\eta_{СШНУ}} = \frac{0,00273}{0,345} = 0,0079.$$

4. Удельный расход на добываемую жидкость с учётом напора насоса (принимается, что напор насоса не изменился), кВт·ч/т:

$$\omega = 0,0079 \cdot 989 = 7,8.$$

5. Снижение удельных энергозатрат на добычу жидкости при повышении коэффициента подачи ШГН, кВт·ч/т жидкости:

$$\Delta \mathcal{E} = 25,714 - 7,8 = 16,34.$$

6. Потенциальная годовая экономия электроэнергии с учётом объёма добычи жидкости данной группы насосов, тыс. кВт·ч:

$$\mathcal{E} = 9,6 \cdot 16,34 \cdot 365 = 57,26.$$

Для обеспечения повышения коэффициента подачи необходимо выполнить:

- контроль состояния НКТ и обеспечение их герметичности;
- контроль состояния ШГН и их замену при износе;
- уточнение динамического уровня, забойного давления и характеристики притока;
- промывку (при необходимости) скважины и очистку зумпфа от выносимых частиц;
- обработку призабойной зоны с целью увеличения проницаемости ПЗП и сообщаемости с пластом (при необходимости);
- обработку ПЗП с целью ограничения водопритока (при необходимости);
- подбор длины хода и числа качаний для поддержания режима добычи жидкости с подачей насоса, близкой к номинальной (порядка 0,65);
- замену двигателя (при необходимости) для обеспечения коэффициента его загрузки на уровне 0,6–0,7;
- уравнивание СК.

Список СШНУ, имеющих коэффициент подачи до 0,2, приведён в таблице 12.

Таблица 12 – Скважины, эксплуатируемые СШНУ, имеющие коэффициент подачи менее 0,2, на которых целесообразно выполнение мероприятий оптимизации режима работы

Номер скважины	107
Суточный дебит нефти, тонн/сут.	0,2
Динамический уровень, м	877,0
Тип СК	ПНШ80-3-40-01
Напор ШГН, м	1026,2
Плотность жидкости, тонн/м ³	0,990
Глубина спуска насоса, м	2883,0
Коэффициент подачи, доли ед.	0,076

Окончание таблицы 12

Дебит жидкости массовый, тонн	1,98
Коэффициент загрузки двигателя	0,221
СШНУ в целом с учётом Кподачи	0,032
Удельный расход на добычу, кВт·ч/т	
жидкости	91,18
нефти	911,42

Рассмотрим коэффициент загрузки приводного ЭД. Электроприводы СК, эксплуатирующихся на месторождениях Тарасовского направления, подобраны по мощности в соответствии с типом СК и в основном соответствует их номинальной грузоподъёмности и крутящему моменту. Средняя установленная мощность привода СК составляет 41,7 кВт.

48 СК оборудованы ЭД мощностью от 30 до 40 кВт, что составляет 67,6 % фонда СШНУ. Ими добывается 66,4 % нефти и потребляется 51,6 % электроэнергии.

Электроприводы СК мощностью до 30 кВт установлены на 15 скважинах. Это составляет 21,1 % фонда с добычей 47,9 тонн/сут. (15,3 % фонда) и потреблением 2,5 тыс. кВт/сут. (11,0 %).

Электроприводы СК мощностью свыше 40 кВт установлены на 8 скважинах. Это составляет 11,3 % фонда с добычей 57,1 тонн/сут. (18,3 % фонда) и потреблением 8,6 тыс. кВт/сут. (37,3 %).

Средний коэффициент загрузки ЭД ШГН составляет 0,21.

В таблице 13 приведён список СШНУ, имеющих низкую загрузку приводных ЭД (менее 0,3) по месторождениям Тарасовского направления.

Таблица 13 – Список СШНУ, имеющих низкую загрузку приводных ЭД (менее 0,3) по месторождениям Тарасовского направления

Куст	6	7
№ скважины	20	25
Суточный дебит нефти, тонн/сут.	4,7	4,7
Тип СК	ПШГН10-3-5500	ПШГНТ8-3-550
Двигатель		
установленная мощность двигателя, кВт	30,0	35,0
мощность на валу, кВт	3,2	5,5
коэффициент загрузки двигателя	0,158	0,244
КПД двигателя с учётом K_3 и $K_ф$	0,573	0,562
СШНУ		
КПД СШНУ в целом с учётом $K_{подачи}$	0,139	0,144
суточный расход, кВт·ч	133,0	250,5

Оценку потенциальной экономии электроэнергии от замены незагруженного ЭД на ЭД необходимой мощности выполним в следующей последовательности:

Ниже приведены исходные данные:

- средняя нагрузка на валу ЭД = 4,35 кВт;
- коэффициент загрузки ЭД = 0,201;
- КПД ЭД при коэффициенте загрузки 0,213 = 0,568;
- средняя установленная мощность ЭД = 32,5 кВт;
- среднее суточное потребление электроэнергии = 191,5 кВт·ч/сут.;
- расчётное контрольное потребление (через нагрузку):

$$\left(\frac{P_{на\ валу}}{\eta_{ЭД}} \right) \cdot 24 = \left(\frac{4,35}{0,568} \right) \cdot 24 = 183,8 \text{ кВт·ч/сут.}$$

Примем, что коэффициент загрузки после замены ЭД составит 0,7. Поправочный коэффициент к КПД ЭД при Кзагрузки = 0,7 составит 0,99. КПД устанавливаемых ЭД примем на уровне 90 %.

Вычислим:

- эксплуатационный КПД устанавливаемых ЭД:

$$0,9 \cdot 0,99 = 0,89;$$

- расчётный суточный расход по средней скважине:

$$\left(\frac{4,1}{0,89} \right) \cdot 24 = 110,56 \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}\cdot\text{скв.};$$

- суточная экономия:

$$183,8 - 110,56 = 73,24 \text{ кВт}\cdot\text{ч/скв. сут.};$$

- годовая экономия на рассматриваемый фонд:

$$73,24 \cdot 365 \cdot 2 = 53,46 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Литература

1. Анализ разработки Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2009.
2. Технологический режим работы добывающих скважин Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2017.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Зауралье, 2010. – 604 с.
12. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.
13. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.
14. Казазян М.Г., Татарина Е.Э. Особенности выработки запасов на Северо-Тарасовском месторождении Пуровского района Ямало-Ненецкого Автономного округа // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 93–96.
15. Пучкина Л.Д. Механизмы регулирования повышения эффективности использования ресурсов предприятиями нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 187–188.
16. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 9. – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 4. – 64 с.
17. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ общих подходов к проблеме ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 1 (17) весна 2013. – С. 62–67.

18. Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 7. – С. 43–49.
19. Северо-Тарасовское нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2008. – № 5 (48). – С. 72–75.
20. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Концепция инновационно-производственной и ресурсосберегающей деятельности предприятия // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013» Секция 8 Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности (9–12 апреля 2013 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 179.
21. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3.

References

1. Analysis of the Severo-Tarasovskoye field development. – Krasnodar : LLC Oil Company Rosneft – STC, 2009.
2. Technological operation mode of production wells in the Severo-Tarasovskoye field. – Krasnodar : ООО НК Роснефт - STC, 2017.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas places of birth. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – М. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Janin, A.N. Problems of development of oil fields in Western Siberia. – Tyumen : Trans-Urals, 2010. – 604 p.
12. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of ESP operation efficiency at the oilfields of Krasnodar Territory // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 2. – P. 34–61.
13. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the Y-Tool bypassing system application for investigation under the operating ESP installation at the Krasnodar Territory fields // Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 2. – P. 62–81.
14. Kazazian M.G., Tatarinova E.E. Features of the reserves development on the Severo-Tarasovskoe deposit of the Purovsky area of Yamalo-Nenets Autonomous District // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 93–96.
15. Puchkina L.D. Mechanisms of regulation of resource use efficiency increase by oil and gas industry enterprises // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 5. – P. 187–188.
16. Savenok O.V. Development of the resource saving principles, methods and technologies for oil production taking into account the complex of factors // Gornyi information-analytical buk-let-year (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS № 9. – М. : Mining Publishing House «Mining Book», 2013. – № 4. – 64 p.
17. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the general approaches to the problem of resource saving for oil production taking into account a complex of factors // GeoEngineering. – 2013. – № 1 (17). – P. 62–67.
18. Savenok, O.V. Principles of the innovation-production and resource-saving methods and strategies formation // Oilfield business. – 2013. – № 7. – P. 43–49.
19. Severo-Tarasovskoe oil-gas-condensate field // Gornye Vedomosti. – 2008. – № 5 (48). – P. 72–75.
20. Sharypova D.D., Savenok O.V. Concept of innovative production and resource-saving activities of the enterprise // Collection of theses from the 67th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2013» Section 8 Economics and Management in the oil and gas industry (April 9–12, 2013, Moscow). – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2013. – P. 179.
21. Shiyani S.I., Omelchenko N.N. Engineering options for the reconstruction of production facilities of the system of collection, transportation and treatment of oil, gas and water of Ivanovo field // Petroleum Engineer. – 2020. – № 3.

УДК 621.039.542.5

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ОТ ПЕРЕВОДА ГРУЗОВОГО АВТОТРАНСПОРТА
НА КОМПРИМИРОВАННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ
В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА**



**EVALUATION OF ECONOMIC EFFICIENCY
FROM THE TRANSFER OF TRUCKS FOR COMPRESSED
NATURAL GAS AS A MOTOR FUEL**

Брижань Виталий Васильевич

кандидат экономических наук,
директор Южного филиала,
ООО «Газпром газомоторное топливо»
Brizhan-VV@gmt-gazprom.ru

Шиян Станислав Иванович

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

Аннотация. Компримированный природный газ – это газ природного происхождения, полученный путём сжатия в установках компрессорного типа, являющийся более дешёвой и экологичной заменой традиционным видам моторных топлив. В статье проведён анализ оценки экономической целесообразности использования компримированного природного газа на грузовом транспорте в качестве моторного топлива. Показано, что практическое применение состоит в получении инструмента для комплексного определения экономического эффекта в области использования компримированного природного газа на транспорте, получаемого как от изменения затрат при его эксплуатации, так и от снижения его антропогенного воздействия на окружающую среду.

Ключевые слова: природный газ как моторное топливо; экологически чистое топливо; грузовой транспорт на сжатом природном газе; затраты на эксплуатацию; экономическая целесообразность; снижение антропогенного воздействия; экономический эффект.

Brizhan Vitalii Vasilievich

Candidate of economics sciences,
Director of South Branch,
of «Gazprom gas-engine fuel» LLC
Brizhan-VV@gmt-gazprom.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Annotation. Compressed natural gas is a gas of natural origin obtained by compression in compressor-type installations, which is a cheaper and more environmentally friendly substitute for traditional types of motor fuels. The article analyzes the economic feasibility of using compressed natural gas in cargo transport as a motor fuel. It is shown that the practical application consists in obtaining a tool for complex determination of the economic effect in the field of using compressed natural gas in transport, obtained both from changes in costs during its operation and from reducing its anthropogenic impact on the environment.

Keywords: natural gas as a motor fuel; ecologically clean fuel; compressed natural gas cargo transport; the cost of operation; economic feasibility; reducing anthropogenic impact; economic effect.

**Основные преимущества применения
компримированного природного газа в качестве моторного топлива**

Автомобильный парк нашей страны значительно вырос за последние годы и его увеличение продолжается. Связанный с этим рост потребления жидкого топлива на транспорте сопровождается истощением хорошо освоенных и удобно расположенных нефтяных месторождений, вследствие чего приходится осваивать новые, расположенные в труднодоступных районах. Это, в свою очередь, приводит к удорожанию как сырой нефти, так и получаемых из неё нефтепродуктов.

Между тем страна располагает большими запасами высококачественного моторного топлива, не требующего для использования в двигателях никакой химической переработки. Речь идёт о природном газе. Как моторное топливо, природный газ в

натуральном виде превосходит нефтяное топливо. При его использовании обеспечиваются высокие технико-экономические показатели в ДВС, так как природный газ имеет хорошие антидетонационные качества, создаёт благоприятные условия смесеобразования и обладает широкими пределами воспламенения в смеси с воздухом. По-видимому, по этой причине первые ДВС делались для работы именно на газе.

В конце 40-х и начале 50-х годов в СССР было освоено производство газобаллонных автомобилей, использовавших сжатый природный газ. Несколько тысяч таких автомобилей в течение нескольких лет эксплуатировались в Украине и Поволжье – районах, достаточно обеспеченных в то время природным газом.

Однако начальный уровень газоснабжения и относительно малый в то время объём добычи газа не позволили расширить применение газобаллонных автомобилей, а возросшая потребность других отраслей промышленности (например, по производству удобрений), не обеспеченных приростом добычи, привела, в конечном итоге, к прекращению выпуска таких машин и изъятия их из эксплуатации.

В настоящее время положение в корне изменилось. Магистральные газопроводы давно объединены в Единую Систему Газоснабжения, которая густой сетью покрывает всю европейскую часть России, Приморский край и остров Сахалин. И газификация продолжается бурными темпами.

Таким образом, *имеется комплекс факторов – от высоких качеств природного газа как моторного топлива до эффективного уровня развития Единой Системы Газоснабжения – определяющих широкие перспективы применения газового топлива на транспорте.*

Косвенным подтверждением целесообразности использования природного газа в качестве топлива для ДВС служит широкое использование его в Иране, Аргентине, Бразилии, Таиланде, Италии, Узбекистане, Армении, США, Японии, Германии, Канаде, Нидерландах и т.д.

Горючие газы, применяемые в качестве моторного топлива для автомобилей, можно условно разделить на три основных вида по условиям специфики содержания, влияющей на возможность использования на разных классах автомобилей (легковых, грузовых, автобусах):

1. Сжиженные нефтяные газы (СНГ).
2. Компримированные (сжатые) природные газы (КПГ).
3. Сжиженные природные газы (СПГ).

Сжиженные нефтяные газы при нормальных температурах (в диапазоне от – 20 °С до + 20 °С) и относительно небольших давлениях (1–2 МПа – 10–20 кгс/см²) находятся в жидком состоянии. Их основные компоненты – этан, пропан, бутан и весьма близкие к ним непредельные углеводороды – этилен, пропилен, бутилен и их изомер. Эти газы получают при добыче и переработке нефти и поэтому их называют сжиженными нефтяными газами (СНГ). Комплект газового оборудования для СНГ вместе с баллоном весит от 40 до 60 кг и вполне подходит для установки на легковых автомобилях. Объём баллона обеспечивает пробег около 300 км, что вполне соизмеримо с расчётным пробегом 400 км для автомобиля, работающего на бензине.

Компримированные (сжатые) природные газы (КПГ) при нормальных температурах и любых высоких давлениях находятся в газообразном состоянии. К таким газам относятся метан, водород и др. Наибольший интерес для использования в качестве горючего на автомобильном транспорте представляет метан. Он является основной частью добываемых природных газов и составной частью биогаза, получаемого в результате брожения различных канализационных отходов.

Главным недостатком природного газа, как моторного топлива, является очень низкая объёмная концентрация энергии, хотя удельная теплота сгорания жидкого топлива (бензина автомобильного) и удельная теплота сгорания природного газа сопоставимы: соответственно равны – 43–46 МДж/кг и 41–49 МДж/кг. По этой причине для использования газа в качестве моторного топлива на транспортном средстве его надо предварительно сжать до высоких давлений 25–32 МПа и более и заполнить им специальные баллоны.

Для хранения газа под таким давлением выпускаются баллоны из углеродистых и легированных сталей на давление 25–32 МПа. Каждый баллон в незаполненном состоянии весит более 100 кг. Использование их на легковом автомобиле не рационально, так как их вес соизмерим с возможной полезной нагрузкой.

В связи с этим их используют на грузовых автомобилях и автобусах.

Однако, несмотря на то, что применяемые в современной практике баллоны пока тяжелы, они полностью обеспечивают среднесуточный пробег автомобиля и могут применяться повторно при списании автомобиля. В некоторых отраслях техники применяются композитные баллоны, которые легче стальных в 3–4 раза. В этом случае массовый показатель хранения КПГ, хотя и остаётся ниже, чем у бензина, но отличается от него на величину, малосущественную в практике. Но они очень дороги.

Сжиженные природные газы (СПГ) имеют такое же происхождение и состав, как и компримированные природные газы. Только получают их охлаждением метана до минус 162 °С. Хранятся они в теплоизолированных ёмкостях.

Независимо от качества теплоизоляции газосодержащих емкостей (сосуды Дьюара), температура в них повышается, а, следовательно, этот способ содержания газового топлива может быть использован при интенсивной эксплуатации транспортного средства и его безгаражном хранении, так как периодически требуется сброс давления, т.е. выпуск порции газа.

При переводе автотранспорта на СПГ его низкую температуру возможно использовать для компенсации потерь мощности или кондиционирования воздуха в салоне автомобиля.

Переоборудование автомобиля для работы на СПГ заключается в установке специальной криогенной ёмкости, небольшого испарителя, использующего тепло выходящих газов, и монтаже газовой топливной аппаратуры, которая аналогична применяемой на газобаллонных автомобилях при работе на КПГ. Затраты на получение СПГ в 2–3 раза больше, чем на получение КПГ. Поэтому сжиженный природный газ целесообразно применять на автомобилях-рефрижераторах, где он может выполнять дополнительные функции хладагента для холодильников и кондиционеров.

Снижение расходов является одним из основных способов достижения прибыли на любом предприятии. За последние два года дизельное топливо подорожало более чем в 1,5 раза. По этим причинам предприятия, эксплуатирующие грузовую технику, проявляют большую заинтересованность к газобаллонному оборудованию для дизельных двигателей, потому что природный газ – самое дешёвое моторное топливо во всём мире, и на ближайшие 200 лет запасы его не исчерпаются. В структуре расходов статья «топливо» – самая важная, позволяющая сэкономить средства на данном этапе. На природном газе могут работать любые виды двигателей. При этом на эффективность перевода на природный газ влияет целый ряд факторов. Условно их можно разделить на две группы, сущность которых представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Основные факторы эффективности природного газа

Наименование фактора	Характеристика
Первый	Экономические факторы: изменение издержек на топливо, основную и дополнительную заработную плату, на смазочные и другие эксплуатационные материалы, на шины, на техническое обслуживание и ремонт, на амортизационные отчисления, на накладные расходы
Второй	Организационно-технические факторы: они оцениваются изменением коэффициентов использования пробега, грузо- и пассажироместимости, технической скорости и др.

Прежде чем переводить грузовой автомобиль на газ следует решить, какой из его видов выбрать. В качестве моторного топлива используют: сжиженный нефтяной газ (пропан-бутан), компримированный природный газ (метан), сжиженный природный газ (метан), – у каждого из них есть и достоинства, и недостатки, и своя область применения.

Сжиженный нефтяной газ (основные компоненты смеси) – пропан и бутан. Этот газ имеет высокую критическую температуру, что помогает его сжижать и поставлять

потребителю в «новом» агрегатном состоянии под невысоким давлением (до 1,6 МПа). Используют две марки пропан-бутано-вых смесей: летнюю (до 55 % пропана от общего объёма) и зимнюю (до 95 % пропана от общего объёма). Введение двух марок смесей позволило учесть свойства сжиженного нефтяного газа в зависимости от окружающей температуры, что позволяет круглый год эксплуатировать газобаллонные грузовые автомобили.

Сжатый (компримированный) природный газ имеет низкую критическую температуру, поэтому если бы возникла необходимость его сжижения, для этого потребовалось бы применение специальных криогенных установок. Подобная процедура приводит к удорожанию топлива и ставит под сомнение целесообразность установки ГБО. Поэтому природный газ, основа которого – метан, сжимают до 25–32 МПа, что примерно равно рабочему давлению системы, и закачивают в баллон.

Преимущества компримированного природного газа:

- **экономичность:**

Метан – самое экономичное топливо, требующее минимальных затрат на переработку. Природный газ – фактически готовое топливо, не требующее никакой переработки, кроме сжатия в компрессоре и осушки. Средняя розничная цена 1 м³ метана (который по своим энергетическим свойствам равен 1 литру бензина) – 14–17 рублей по состоянию на 1 марта 2020 года. Это примерно в 3 раза дешевле бензина или дизельного топлива.

Всё дело в том, что природный газ (КПГ) – топливо самостоятельное, его цена не зависит от стоимости нефти, как в случае с бензином и дизелем.

Цена автомобильного природного газа на протяжении многих лет остаётся неизменно стабильной. Сложный технологический процесс приготовления бензина, дизеля и пропан-бутана, а также их доставка в автоцистернах до АЗС увеличивают их стоимость на порядок. Природный газ не требует затрат на переработку, транспортируется по трубопроводам прямо на заправку. Именно поэтому его называют «готовым топливом». Природный газ, который добывается на месторождениях, проходит очистку, осушку, сжимается (компримируется) и дальше транспортируется по трубопроводам. Через распределительные сети сжатый природный газ попадает на автомобильную газонаполнительную станцию. Здесь он проходит повторную очистку, осушку, сжатие и подаётся в бак автомобиля в качестве топлива. Фактически в топливный бак газ попадает прямо с месторождения. А потому его конечная цена намного ниже, чем у продуктов нефтепереработки.

- **экологичность:**

Одно из главных преимуществ природного газа – экологичность. Газообразные углеводородные топлива относятся к наиболее чистым в экологическом отношении моторным топливам. Выбросы токсичных веществ с отработанными газами по сравнению с выбросами при работе на бензине в 3–5 раз меньше.

До 90 % загрязнения воздуха в крупных городах составляют выхлопы автотранспорта, который использует преимущественно нефтяные виды топлива. Автомобили на метане соответствуют экологическим стандартам Евро-4 и Евро-5.

- **безопасность:**

Метан относится к наиболее безопасному 4 классу топлива, согласно классификации горючих веществ по степени чувствительности. Метан почти в 2 раза легче воздуха, поэтому в случае утечки он быстро и бесследно улетучивается, а не оседает, образуя взрывоопасную концентрацию, как другие виды топлива.

- **технологично:**

Газ – это высококачественное топливо с октановым числом порядка 107–110, поэтому ни в одном из режимов работы двигателя не возникает детонация. Следовательно, снижается нагрузка на детали цилиндропоршневой группы и кривошипно-шатунного механизма.

Газомоторное топливо не образует отложений в топливной системе, не смывает масляную плёнку со стенок цилиндров, тем самым снижая трение и уменьшая износ двигателя. При сгорании природного газа практически не образуется твёрдых частиц и золы, вызывающих повышенный износ цилиндров и поршней двигателя.

Газ обладает всеми качествами полноценного топлива для двигателей внутреннего сгорания. Не требуется изменения конструкции грузового автомобиля при его

использовании, оставляя возможность использовать как дизельное топливо, так и газ. Переключение с одного топлива на другое осуществляется на ходу прямо из салона. При этом газобаллонное оборудование фактически дублируется дизельной системой питания, повышая безотказность грузового автомобиля и уменьшая практически до нуля риск остаться без движения при поломке в системе питания.

Газовое топливо продлевает работоспособность двигателя. Происходит более полное сгорание газозвушной смеси, благодаря чему улучшаются условия смазки трущейся пары «цилиндр – поршневые кольца», так как газовое топливо не смывает масло с их стенок и не растворяет его, снижая расход масла на 10–15 %. Кроме того, двигатель работает ровнее и тише: газ легко смешивается с воздухом и равномерней наполняет цилиндры однородной смесью, газ практически не вызывает коррозию металла. В сумме все эти факторы продлевают срок службы двигателя на 30–40 %, масла и свечей – в 1,5–2 раза и, как следствие, значительно снижают затраты не только на эксплуатацию, но и на ремонт. Эксплуатация показала, что автомобили на газовом топливе более выносливы – в 1,5–2 раза дольше работают без ремонта.

Рассмотрим ряд положительных качеств использования КПГ на транспорте:

- уменьшение загрязнения моторного масла, что повышает срок его службы и разжижения, в результате чего расход масла уменьшается на 10–15 % по сравнению с бензиновыми двигателями;
- снижение выбросов вредных веществ, особенно СО, с отработавшими газами, а также снижение шумности работы двигателя;
- значительное снижение нагара на деталях цилиндропоршневой группы, что увеличивает моторесурс двигателя в среднем на 35–40 %;
- увеличение срока службы свечей зажигания примерно на 40 %;
- уменьшение в 3–4 раза выброса твёрдых частиц с отработавшими газами и значительное снижение содержания канцерогенных веществ при работе двигателя по газодизельному циклу.

При использовании правильно установленного газобаллонного оборудования и работе на газовом топливе грузовой автомобиль получает ряд очевидных преимуществ, основным из которых является минимальная амортизация при использовании КПГ. При правильной эксплуатации установленного газового оборудования межремонтный период до замены резинотехнических изделий составит не менее 5 лет. Более того, многие детали установленного ГБО могут быть переустановлены на другой грузовой автомобиль, продолжая служить ещё долгое время.

При этом суммарный пробег на одной заправке при установке газового оборудования возрастает вдвое (обычно на грузовой автомобиль устанавливается газовое оборудование с ёмкостью не меньше, чем ёмкость дизельного бака). Это преимущество газобаллонного оборудования особенно полезно тем, кто совершает поездки на дальние расстояния.

Важным конкурентным преимуществом метана является бесперебойность его поставок. Этот факт в последнее время по достоинству оценили предприниматели, которые уже используют метан на своём автотранспорте.

Ещё одним плюсом природного газа является то, что его нельзя испортить. Этот продукт поступает, по сути, из недр земли прямо в «бак» автомобиля. Происходит только его необходимая очистка и осушка на специальных установках.

Оценка экономической эффективности от применения компримированного газа в качестве моторного топлива

Для определения целесообразности переоборудования грузовой техники предприятия «N», расположенного на территории Краснодарского края, необходимо определить срок окупаемости вложений на конкретных моделях грузовой техники, входящих в состав парка данного предприятия, и рассчитать экономический эффект от произведённых финансовых затрат. Для этого возьмём парк грузовой техники (автомобили «IVECO», «КАМАЗ», «УРАЛ») предприятия «N» (табл. 2).

Таблица 2 – Состав грузовой техники предприятия «N»

Марка транспортного средства	Итого количество транспортного средства, шт.	Годовой пробег одного автомобиля, км	Норма расхода топлива, л/100 км
ИВЕКО АМТ 633930	20	120 000	85
Урал 58491	1	25 000	45
КАМАЗ 5482	1	15 000	30
ИВЕКО 6339	6	100 000	81
КАМАЗ 646500	2	60 000	62

Как видно из таблицы 2, состав автопарка предприятия «N» разномарочный, с большим среднегодовым пробегом.

Произведём расчёт экономического эффекта от капитальных вложений на полное переоборудование указанных 30 единиц грузовых автомобилей на работу на газовом топливе.

Рассмотрим в качестве поставщика газобаллонного оборудования АО «Автосистема» (г. Екатеринбург) – это специализированное предприятие по поставкам газобаллонного оборудования для перевода грузовой техники на газомоторное топливо, которое и будет осуществлять данные поставки для предприятия «N».

Для начала рассмотрим принцип работы газодизельной системы питания двигателя. Газодизельная система питания двигателя – единственный эффективный способ снижения расходов на дизельное топливо.

В настоящее время существует уникальная высокотехнологичная конструкция, обладающая высочайшим качеством и надёжностью, предназначенная для переоборудования дизельных двигателей. Данная технология уже получила в народе название газодизель (ГБО, предназначенное для дизельных двигателей).

Система распределённого впрыска газодизеля предназначена для переоборудования дизельных двигателей для работы в режиме двойного топлива – «дизель – газ». При этом дизельное топливо используется как запальная доза для воспламенения смеси ввиду отсутствия на дизельных двигателях искровой системы зажигания.

Увеличение экономических показателей достигается при использовании в виде второго топлива компримированного природного газа. Высокий процент замещения и высокая эффективность работы достигаются за счёт использования комбинированной технологии. Максимальный процент замещения при использовании КПГ составляет 85 %, средний процент замещения – 70 %.

Благодаря оригинальному алгоритму, где применена система ГБО, в каждый момент времени работы двигателя происходит мониторинг нагрузки оборотов двигателя и данных, поступающих с собственных датчиков.

После обработки этих данных блок управления газобаллонного оборудования выдаёт управляющие сигналы на форсунки газового впрыска, обеспечивая подачу газа в двигатель и на шаговый двигатель/электронный блок, ограничивающий подачу дизельного топлива. Таким образом, поддерживается оптимальный топливный баланс, что в разы увеличивает эффективность работы по сравнению с аналогами, использующими жёсткие ограничения ТНВД в комбинации с инжекторной системой подачи газа.

Для грузовой техники предприятия «N» будем использовать ГБО 4 поколения, соответствующее стандарту Евро-4 и Евро-5. Для данных моделей грузовых машин предприятия «N» будет установлено метановое ГБО с комбинированной подачей в двигатель метана и дизельного топлива. Установлена кассета из восьми цельнометаллических цилиндрических баллонов (тип-1) общим объёмом 400 литров (95 м³ метана), расположенных за водительской кабиной. Система из восьми цельнометаллических метановых баллонов (тип 1, CNG-1) по 50 л каждый.

Переход с дизельного топлива на газ и с газа на дизельное топливо осуществляет водитель со своего места без остановки автомобиля.

Основными составляющими газобаллонного оборудования являются:

1) редуктор-испаритель – обеспечивает ступенчатое снижение давления газа для подачи газозоудшной смеси в камеру сгорания;

2) газовый и бензиновый электроклапаны – перекрывают подачу одного вида топлива при переводе двигателя на другой;

3) мультиклапан (запорная арматура баллона) – ограничивает максимальное давление газа в баллоне, выполняет функции отсечки газа для обеспечения паровой подушки в баллоне, служит индикатором количества газа в баллоне;

4) переключатель видов топлива – обеспечивает переключение с одного вида топлива на другой;

5) баллон – стальная ёмкость для газового топлива;

6) смеситель – обеспечивает приготовление газозооушной смеси для двигателя. Смеситель подбирается индивидуально в соответствии с конструкцией двигателя.

По расчётам АО «Автосистема» затраты на переоборудование грузовых автомобилей на предприятии «N» составляют по каждому виду грузовой техники от 200 тыс. руб. до 350 тыс. руб. (табл. 3).

Таблица 3 – Расходы на переоборудование грузовой техники

Марка транспортного средства	Сумма, тыс. руб.
ИВЕКО АМТ 633930	350
Урал 58491	200
КАМАЗ 5482	210
ИВЕКО 6339	310
КАМАЗ 646500	215

Данные для расчётов расхода топлива представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Стоимость дизельного топлива и КПГ по состоянию на 1 марта 2020 года

Вид топлива	Стоимость 1 литра, рублей	Коэффициент увеличения расходов*
ДТ	29	1
КПГ	14	1,15

* О введении в действие методических рекомендаций «Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте»: распоряжение Минтранса России от 14.03.2008 г. № АМ-23-р (ред. от 14.07.2015 г.) // Справочно-правовая система «Консультант Плюс»

Срок окупаемости комплекта газобаллонного оборудования будем рассчитывать по маркам грузовой техники, так как разные модели имеют разный расход топлива, а также разный среднегодовой пробег.

Найдём стоимость расхода дизельного топлива на эксплуатацию одного грузового автомобиля в течение одного года по следующей формуле:

$$T_{\partial m} = \frac{H_s \cdot S}{100} \cdot P, \quad (1)$$

где H_s – разовая норма расхода топлива на 100 км; S – среднегодовой пробег грузового автомобиля; P – цена за 1 литр топлива.

Стоимость КПГ на эксплуатацию одного грузового автомобиля в течение одного года, учитывая коэффициент увеличения расхода, рассчитывается по следующей формуле:

$$T_z = \frac{H_s \cdot S \cdot Q}{100} \cdot P, \quad (2)$$

где H_s – разовая норма расхода топлива на 100 км; S – среднегодовой пробег грузового автомобиля; Q – коэффициент увеличения расходов; P – цена за 1 литр КПГ.

Найдём разность затрат (экономия на стоимости топлива) на стоимость топлива для эксплуатации одного грузового автомобиля в течение одного года по следующей формуле:

$$R_y = T_{\text{дт}} - T_r, \quad (3)$$

где $T_{\text{дт}}$ – стоимость дизельного топлива на эксплуатацию одного грузового автомобиля в течение одного года; T_r – стоимость КПГ на эксплуатацию одного грузового автомобиля в течение одного года.

Рассчитаем общий срок окупаемости ГБО по следующей формуле:

$$T = \frac{R_{\text{ГБО}} \cdot n}{R_{t/12}}, \quad (4)$$

где $R_{\text{ГБО}}$ – затраты на ГБО одной грузовой машины; $R_{t/12}$ – экономия на стоимости топлива за 1 месяц; n – количество машин.

Все полученные результаты сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Сводные данные по экономии расходов на стоимости топлива

Марка транспортного средства	Затраты на ГБО, млн руб.	Затраты, млн руб.		Экономия на топливе		Срок окупаемости, месяц
		ДТ	КПГ	год / млн руб.	месяц / тыс. руб.	
ИВЕКО АМТ 33930	7	59,16	32,84	26,32	2,19	3
Урал 58491	0,20	0,33	0,18	0,15	0,01	16
КАМАЗ 5482	0,21	0,13	0,07	0,06	0,01	43
ИВЕКО 6339	1,86	14,09	7,82	6,26	0,52	4
КАМАЗ 646500	0,43	2,16	1,19	0,96	0,08	5
ИТОГО	9,70	75,87	42,10	33,75	2,81	3,5

При расчёте срока возврата затрат от капитальных вложений на переоборудование парка грузовой техники предприятия «N» на работу на газовом топливе составит: $\frac{9,70}{2,81} = 3,5$ месяцев. Данные расчёты показывают, что перевод данной грузовой техники на работу на газовом топливе является целесообразным и позволит сэкономить на расходах на топливо для грузовых машин 2,81 млн руб. ежемесячно.

Можно сделать вывод, что экономия затрат от использования КПГ в виде моторного топлива составляет 55 %.

При этом для перевода всего парка грузовой техники на работу на газовом топливе предприятие «N» израсходует 9,70 млн руб. и получит экономию на стоимости топлива за год в размере 33,75 млн руб., включая НДС 18 %.

При расчёте полной экономической эффективности перевода грузовой техники на работу на газовом топливе следует учесть и заложить расходы на дальнейшее техническое обслуживание (ТО) и текущий ремонт (ТР) установленного ГБО. Для этого воспользуемся рекомендациями АО «Автосистема», которые установили оборудование на грузовые автомобили предприятия «N» и взяли на себя обязательства по техническому обслуживанию и техническому ремонту оборудования. Рассчитаем возможные затраты на эксплуатацию установленного ГБО (таблица 6 и рисунок 1) и экономию на ТО грузовой техники.

Таблица 6 – Прейскурант цен на техническое обслуживание и ремонт газобаллонного оборудования

Вид работ	Цена за единицу, тыс. руб.	Примечание
Замена ремонтного комплекта редуктора	5	включая стоимость запасных частей
Диагностика ГБО	3	
Регулировка ГБО	2,5	включая слив конденсата
Опрессовка баллона с запорной арматурой	3,5	рекомендуется выполнять раз в 2 года

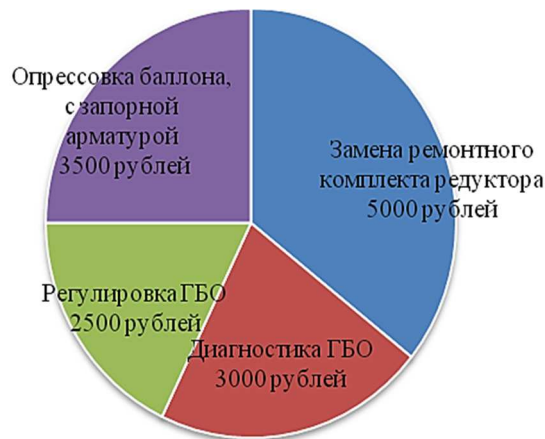


Рисунок 1 – Основная стоимость на виды работ при ТО газобаллонного оборудования

Заметим, что общий срок работы новой газобаллонной установки для дизельных двигателей (4 поколение), к которому относится оборудование, составляет 500–600 тыс. км пробега и совмещаем замену ремонтного комплекта редуктора с очередным техническим обслуживанием самого грузового автомобиля (для всех марок автомобилей), находящегося в эксплуатации на предприятии «N». Рекомендованный интервал технических обслуживаний составляет 80 тыс. км пробега, но после корректировки интервал ТО составит 120 тыс. км для всей грузовой техники, тогда затраты на одно техническое обслуживание и ремонт парка грузовых автомобилей составит 245 тыс. руб. Для грузовой техники ТО необходимо производить 2 раза в год. Общий расход по ТО составляет 490 тыс. руб.

В соответствии с п. 1 ст. 258 Налогового кодекса Российской Федерации основные средства (в нашем случае грузовая техника) распределяются по амортизационным группам в соответствии со сроками его использования.

Грузовая техника предприятия «N» относится к пятой амортизационной группе основных средств. Срок полезного использования (далее СПИ) составляет свыше 7 и до 10 лет. Рассчитаем ежегодную сумму амортизации на газобаллонное оборудование по следующей формуле:

$$A_{год} = T \cdot A, \quad (5)$$

где T – общие затраты на ГБО, руб.; A – процент годовой амортизации.

В нашем случае годовая амортизация грузовой техники предприятия «N» равна 0,97 млн руб.

Важным моментом для использования газобаллонного оборудования грузовой техники является выбор АГНКС для заправки машин сжиженным природным газом.

Предприятие «N» для заправки грузовой техники планирует приобрести передвижной автогазозаправщик ПАГЗ-2500/32-4 (шасси КАМАЗ-53229 6x4). Рассмотрим основные характеристики данного передвижного автогазозаправщика ПАГЗ-2500/32-4, представленные в таблице 7.

Таблица 7 – Основная техническая характеристика

Характеристика	Значение
1	2
Объем газа в блоке сосудов, м ³	2500
Максимальное давление заправки сосудов ПАГЗ, МПа (кгс/м ²)	32 (326,5)
Рабочее давление заправки газобаллонных автомобилей, МПа (кгс/м ²)	20 (204)
Количество сосудов, шт.	14
Количество секций, шт.	4

Окончание таблицы 7

1	2
Число постов заправки, шт.	2
Рабочая среда	сжатый природный газ по ГОСТ 27527
Характеристика	Значение
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм:	8800×2500×3100
Максимальная скорость, км/ч	80
Срок эксплуатации, лет	10
Масса, кг:	
перевозимого газа	2000
полная	24000
Средний объём заправки, м³:	
грузовых автомобилей	62
автобусов	104
малолитражных автомобилей	30
Число заправляемых за один рейс, шт.:	
грузовых автомобилей	29
автобусов	17
малолитражных автомобилей	30
Коэффициент опорожнения:	
без компрессора	0,72
малолитражных автомобилей	30

Транспортировка и хранение компримированного природного газа производится в легированных баллонах, установленных на грузовом автомобильном полуприцепе или прицепе под рабочим давлением 20 МПа.

Стоимость передвижного автогазозаправщика ПАГЗ-2500/32-4 с базовым шасси КАМАЗ-53229 составляет 6,5 млн руб. Для предприятия «N» целесообразней приобрести два таких ПАГЗ-2500/32-4. Время заправки одного автомобиля от ПАГЗ-2500/32-4 составляет не более 15 мин. Указанные газозаправщики в количестве 2 единицы будут заправлять грузовую технику природным газом в радиусе до 150 км от АГНКС в Краснодарском крае. При этом сам автогазозаправщик будет заправляться природным газом от АГНКС.

В дальнейшем планируется, что предприятие «N» и «Газпром» разработают сотрудничество по установке газовой заправки на метане в радиусе до 50 км. Данная схема заправки наиболее предпочтительна, так как обеспечивает максимальные загрузки и КПД автогазозаправщиков, до минимума сокращая путь пробега между заправками.

Сведём полученные результаты фактических данных по статьям затрат на грузовой автопарк предприятия «N» в таблицу 8.

Таблица 8 – Сводная таблица затрат на перевод грузовой техники на моторное топливо компримированный природный газ, млн руб.

№№ n/n	Статья затрат	Фактическое	Расчёт при переоборудовании	Экономия (перерасход)	Примечание
1	ТО и ТР ГБО	0,95	0,49	0,46	снижение 51 %
2	Заправка топливом, л/м³	75,87	42,12	33,75	снижение 56 %
3	Амортизация	2,12	0,97	1,15	снижение на 46 %
4	Переоборудование (установка ГБО)	–	9,70	–9,70	
5	ПАГЗ-2500/32-4	–	13,00	–13,00	
ИТОГО:		78,94	66,28	12,66	снижение на 16 %

Общий срок окупаемости капитальных затрат на переоборудование грузовой техники предприятия «N» на работу на газовом топливе равен 1,9 года.

На рисунке 2 представлена динамика затрат на перевод грузовой техники на компримированный природный газ.

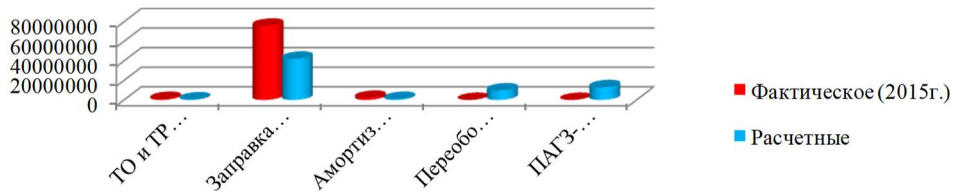


Рисунок 2 – Динамика затрат на перевод грузовой техники на моторное топливо компримированный природный газ

Подведём итоги проделанной работы.

Во-первых, нами выполнен расчёт экономического обоснования перевода парка грузовых автомобилей предприятия «N» для работы на газовом топливе.

Во-вторых, наглядно показаны полученные финансовые результаты капитальных вложений на перевод грузовых автомобилей для работы на газовом топливе. Как видно из расчётов, вложенная сумма капитальных вложений полностью окупается за 2 года за счёт экономии на стоимости топлива и позволяет снизить общие затраты на содержание парка грузовых автомобилей на 16 % в год.

По произведённым расчётам был проведён SWOT-анализ, подтверждающий экономическую эффективность перевода грузовой техники предприятия «N» на компримированный природный газ, данные которого представлены в таблице 9.

Таблица 9 – SWOT-анализ перевода транспортных средств предприятия «N» на компримированный природный газ в качестве моторного топлива

S – сильные стороны	O – возможности
<ul style="list-style-type: none"> Россия занимает первое место в мире по добыче и запасам природного газа. Они составляют 47,6 трлн. м³, или около 27–30 % общемировых запасов; КПГ – дешёвое топливо почти в 3 раза (экономичность, стоимость 1 м³ равно в среднем 14–16 руб.); экологически и экономически привлекательно и безопасно при соблюдении ТО и ТР: снижение вредности выбросов при переводе транспорта на природный газ. Отсутствие серы и свинца в отработавших газах (ОГ); высококачественное протекание процесса сгорания, бездетонационная работа двигателя; наиболее низкие среди видов топлива температурные и концентрационные пределы воспламенения (КПГ); двойное применение (СПГ): как моторное топливо и хладагент (с длительным сроком эксплуатации) для рефрижераторов, холодильников и кондиционеров; газовое топливо продлевает работоспособность двигателя (масло при работе двигателя на газе можно менять реже, чем при заправке бензином; межремонтный пробег газового двигателя более продолжительный по сравнению с бензиновым; увеличивается срок службы свечей зажигания); при правильно выбранном режиме работы двигателя на газовом топливе снижается и уровень создаваемого шума; при выработке газа двигатель останавливается не сразу, а прекращает работу через 2–4 км пробега 	<ul style="list-style-type: none"> падение энергетической отдачи инвестиций в нефтедобычу; тенденция к общемировому снижению добычи нефтяных видов моторного топлива и нарастание его дефицита; заводской выпуск газобаллонных метановых легковых и грузовых автомобилей ведущими мировыми автогигантами; развитие широкой сети АГНКС и включения постов заправки КПГ в комплексные АЗС; возможность постройки АГНКС непосредственно в городских кварталах жилой и общественной застройки, в том числе в подземных гаражах; постоянный рост цен на исходное нефтяное сырьё и конечные продукты; возможно применение СПГ на тепловозах (заменяет до 80 % дизельного топлива) при работе в двухтопливном режиме, как основного топлива для судовых и авиационных двигателей, двигателей сельскохозяйственной техники (работающих в стабильных режимах); использование КПГ в качестве энергоносителя для удалённых от распределительных и магистральных газопроводов
W – слабые стороны	T – угрозы
<ul style="list-style-type: none"> необходимость заправки газового баллона газом только строго определённого диапазона давления; высокая стоимость перевода автотранспорта на газобаллонное оборудование; 	<ul style="list-style-type: none"> более широкое развитие (1,5–2 тыс.) сети АГЗС, реализующих СУГ; неразвитость (215 станций в РФ) сети АГНКС сдерживает массовый перевод автотранспорта на КПГ;

Окончание таблицы 9

<ul style="list-style-type: none"> • при несоблюдении правил эксплуатации могут возникнуть медицинские опасности – удушье и обморожение; • трудности в приобретении запасных частей (ремкомплектов для импортных редукторов, газовых фильтров, блоков арматуры); • ограниченный срок бездренажного хранения природного газа (в противном случае газ испаряется и повышается давление в баллонах); • заправка газом производится медленнее, чем бензином, дизелем; • большая масса и габариты баллонов, их высокая стоимость вкуче со стоимостью арматуры 	<ul style="list-style-type: none"> • отсутствие в РФ чёткой законодательной основы переоборудования автотранспорта на КППГ и закона о применении альтернативных моторных топлив; • отмена государственного регулирования цен на природный газ; • отсутствие в РФ сертификации на комплексные топливораздаточные колонки
---	--

Общий экономический эффект от перевода грузовой техники предприятия «N» на компримированный природный газ составит 33,75 млн руб.

Максимальный срок окупаемости капитальных вложений на переоборудование парка грузовой техники предприятия «N» на работу на газовом топливе составляет $\frac{66,28}{33,75} = 1,96 \approx 2$ года.

Обобщая вышеприведенные расчёты можно отметить, что перевод грузовой техники предприятия «N» на компримированный природный газ в качестве моторного топлива позволит снизить потребление дизельного топлива. Использование природного газа в качестве моторного топлива ведёт к значительному снижению концентрации вредных веществ в отработанных газах двигателей. Применение природного газа обеспечивает по сравнению с дизельным топливом снижение токсичных веществ в отработанных газах и снижение дымности в несколько раз, что позволит снизить техногенную нагрузку на окружающую среду.

Следует также сказать, что Юг России – крупнейший потребитель природного газа в качестве моторного топлива. В таблице 10 показан план ввода объектов ГМИ ООО «Газпром газомоторное топливо» в эксплуатацию в регионах Южного кластера, а в таблице 11 – объём реализации ГМТ в регионах Южного кластера (тыс. м³).

Таблица 10 – План ввода объектов ГМИ ООО «Газпром газомоторное топливо» в эксплуатацию в регионах Южного кластера

Регион	ГМИ в эксплуатации ноябрь 2019 г. (факт)	План технического ввода объектов ГМИ, ед./год			Итого
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	
Ростовская область	11	9	5	15	40
Краснодарский край	15	–	2	6	23
Волгоградская область	6	1	2	–	9
Республика Адыгея	2	–	–	–	2
Астраханская область	3	–	–	–	3
Общий итог	37	10	9	21	77

Таблица 11 – Объём реализации ГМТ в регионах Южного кластера (тыс. м³)

Регион	2017 г.	2018 г.	2019 г. (10 мес.)
Ростовская область	33 353	36 615	35 114
Краснодарский край	44 960	49 580	51 224
Волгоградская область	29 556	29 384	25 114
Астраханская область	918	2 150	1 453
Республика Калмыкия	0	0	0
Общий итог	108 787	117 729	112 905

Действующая газозаправочная инфраструктура и перспективы её развития в Краснодарском крае и Республике Адыгея приведена на рисунке 4.

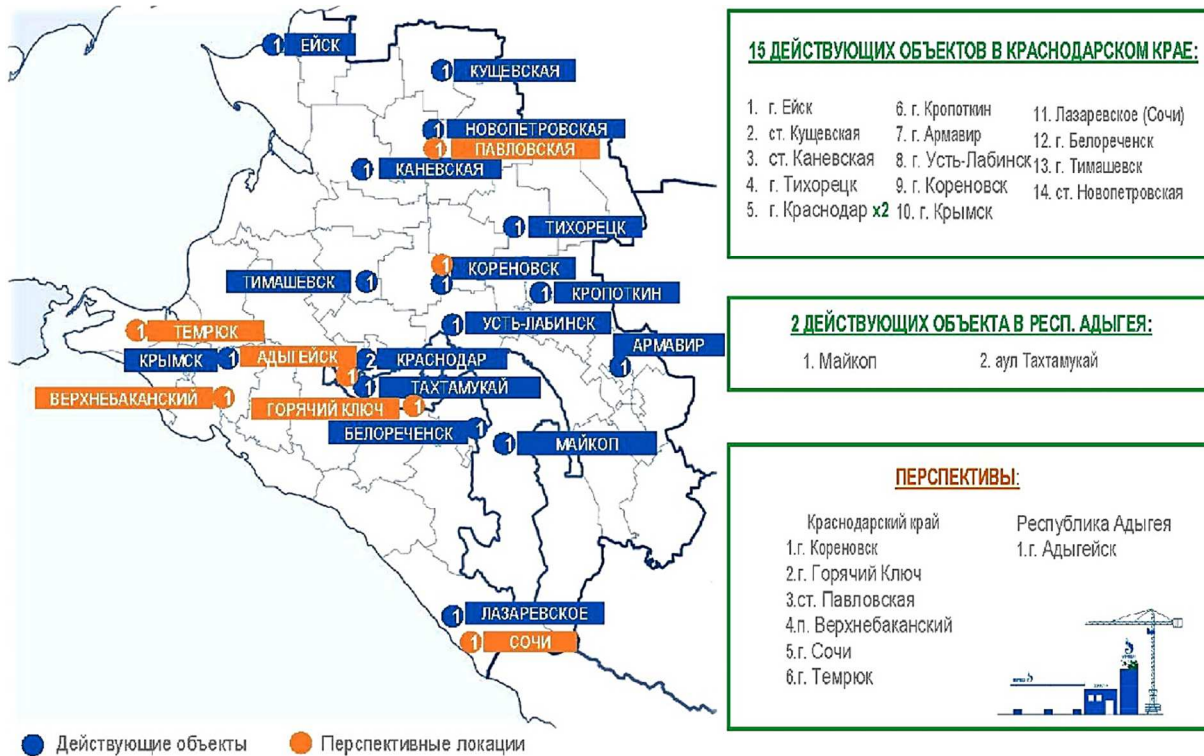


Рисунок 4 – Действующая газозаправочная инфраструктура и перспективы её развития в Краснодарском крае и Республике Адыгея

С целью увеличения количества АГНКС необходимо ускорить работу по выделению земельных участков для строительства объектов газомоторной инфраструктуры в крупных административных центрах и на транзитных автодорогах с высокой степенью загруженности:

- г. Краснодар – 3 ед.;
- г. Сочи – 2 ед.;
- г. Новороссийск – 2 ед.;
- г. Анапа – 2 ед.;
- г. Геленджик – 2 ед.;
- Темрюкский район – 2 ед.

В связи с особой важностью развития потребления экологически чистого природного газа в качестве моторного топлива необходимо рассмотреть вопросы в части применения мер стимулирования использования компримированного природного газа в регионах Южного федерального округа.

Литература

1. Гребёнкина А.В., Литвинова Т.А., Косулина Т.П. Применение принципов НДТ к процессам подготовки природного газа к транспорту // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 130–133.
2. Григорьева О.С., Будкевич Р.Л. Противоизносные присадки как способ улучшения качества дизельного топлива // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 75–77.
3. Карпова А.А., Лукманов А.В., Хакимов И.Р. Синтез многофункциональной присадки к моторным топливам // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 129–131.
4. Кириллов Н.Г. Нефть, природный газ и альтернативные моторные топлива // Нефтегазовые технологии. – 2002. – № 4. – С.15–20.
5. Клементьев А.С., Филькин Н.М. Экономическая эффективность автомобилей при конвертации их двигателей внутреннего сгорания на компримированный природный газ // Технология колесных и гусеничных машин. – 2014. – № 4. – С. 11–16.
6. Лукманов А.В., Карпова А.А., Хакимов И.Р. Синтез многофункциональной присадки к бензиновым топливам // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 163–166.

7. Миров Б.К. Экологическая эффективность применения сжиженного углеводородного газа на автомобильном транспорте в качестве моторного топлива // *Материалы V Международной научной конференции «Актуальные вопросы технических наук»* (20–23 февраля 2019 года). – Санкт-Петербург: Своё издательство, 2019. – С. 45–48.
8. Николаева Л.А. Определение пригодности композиционного топлива к хранению // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 5. – С. 229–230.
9. Рахмонов Т.З. Исследование гидродинамики массообменных тарелок колонных аппаратов установок для очистки природного газа // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 6. – С. 79–84.
10. Самсоненко И.А. Перспективы сжижения и использования шахтного метана в качестве моторного топлива // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 5. – С. 273–274.
11. Сковороднева Е.В. Экономические и экологические аспекты применения газомоторного топлива как основной альтернативы существующим видам топлива // *Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные достижения зелёной логистики: международный опыт и российская практика»*. XIII Южно-Российский логистический форум (19–20 октября 2017 года, г. Ростов-на-Дону). – Ростов-на-Дону : Ростовский государственный экономический университет (РИНХ), 2017. – С. 349–352.
12. Тихомирова О.Б., Тихомиров А.Н. Новые вопросы перевода на газ автомобильных двигателей // *Транспортные системы*. – 2017. – № 2 (5). – С. 44–50.
13. Фаттахова А.Ф., Дрючин Д.А., Янучков М.Р. Обоснование области применения газового топлива на автомобилях с бензиновыми двигателями // *Вестник Оренбургского государственного университета*. – 2015. – № 4 (179). – С. 119–125.
14. Хабибуллин А.М., Каримова А.Р. Получение синтетической нефти из природного газа // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 4. – С. 238–240.
15. Хаматнурова Е.Н., Чурсина Ю.А., Хакимов Ф.Ж., Минхайдаров А.Р. Экономическое обоснование перевода парка автомобилей на газовое топливо // *Интернет-журнал «Науковедение»*. – 2014. – № 6. – URL : <http://naukovedenie.ru/PDF/26EVN614.pdf> (доступ свободный). – DOI: 10.15862/26EVN614
16. Шелудков В.Г., Ильиных В.Д. Газомоторное топливо – экономически выгодный альтернативный вид топлива // *Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Проблемы функционирования систем транспорта»*: в 2-х томах (05–07 декабря 2018 года, г. Тюмень.). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – Т. 1. – С. 398–401.
17. Шиян С.И. [и др.]. Возможности расширения системы газоснабжения удалённых населённых пунктов регионов России с помощью автономных систем газоснабжения // *Булатовские чтения*. – 2020.
18. Штанько Е.О. Газомоторное топливо как современная альтернатива традиционным видам топлива // *Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018»*. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – С. 149–150.
19. 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. Grebionkina A.V., Litvinova T.A., Kosulina T.P. Application of the BAT principles to the natural gas preparation processes for transportation // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 4. – P. 130–133.
2. Grigoryeva O.S., Budkevich R.L. Anti-wear additives as a way of the diesel fuel quality improvement // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 5. – P. 75–77.
3. Karpova A.A., Lukmanov A.V., Khakimov I.R. Synthesis of the multifunctional additive to the motor fuel // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 5. – P. 129–131.
4. Kirillov N.G. Oil, natural gas and the alternative motor fuels // *Oil-gas technologies*. – 2002. – № 4. – P.15–20.
5. Klement'ev A.S., Filkin N.M. Economic efficiency of the cars at conversion of their internal combustion engines to the compressed natural gas // *Technology of the wheeled and tracked cars*. – 2014. – № 4. – P. 11–16.
6. Lukmanov A.V., Karpova A.A., Khakimov I.R. Synthesis of the multifunctional petrol-gas fuel additive // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 5. – P. 163–166.
7. Mirov B.K. Ecological efficiency of the liquefied hydrocarbon gas application on the motor transport as a motor fuel // *Proc. of V International scientific conference «Actual problems of technical sciences»*. (20–23 February 2019). – St. Petersburg: Own Publishing House, 2019. – P. 45–48.

8. Nikolaeva L.A. Determination of a composite fuel suitability for storage // Bula-tovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 229–230.
9. Rakhmonov T.Z. Hydrodynamics research of the mass exchange plates for the column apparatuses of the natural gas purification installations // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 6. – P. 79–84.
10. Samsonenko I.A. Prospects of the mine methane liquefaction and use as a motor fuel // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 5. – P. 273–274.
11. Skovorodneva E.V. Economic and ecological aspects of the gas-engine fuel application as the main alternative to the existing types of fuel // Materials of the international scientific-practical conference «Innovative achievements of the green logistics: international experience and Russian practice». XIII South-Russian Logistics Forum (October 19–20, 2017, Rostov-on-Don). – Rostov-on-Don : Rostov State Economic University (RINH), 2017. – P. 349–352.
12. Tikhomirova O.B., Tikhomirov A.N. New questions of the automotive engines conversion to gas // Transport systems. – 2017. – № 2 (5). – P. 44–50.
13. Fattakhova A.F., Drewchin D.A., Yanuchkov M.R. Justification of the gas fuel application field on the cars with the petrol engines // Vestnik of the Orenburg State University. – 2015. – № 4 (179). – P. 119–125.
14. Khabibullin A.M., Karimova A.R. Getting of the synthetic oil from the natural gas // Bu-latovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 238–240.
15. Khamaturova E.N., Chursina Yu.A., Khakimov F.J., Minkhaidarov A.R. Economic justification of the car park transfer to the gas fuel // Internet journal «Naukovedenie». – 2014. – № 6. – URL : <http://naukovedenie.ru/PDF/26EVN614.pdf> (free access). – DOI: 10.15862/26EVN614
16. Sheludkov V.G., Ilyinikh V.D. Gas motor fuel - economically viable alternative fuel // Proceedings of the International Scientific Conference of undergraduate, graduate students and young scientists «Problems of transport systems functioning»: in 2 volumes (05–07 December 2018, Tyumen.). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2019. – Vol. 1. – P. 398–401.
17. Shiyan S.I. [et al.]. Possibilities of expansion of gas supply system for the remote settlements of Russian regions by means of the autonomous gas supply systems // Bulatovskie readings. – 2020.
18. Shtanko, E.O. Gas motor fuel as a modern alternative to the traditional types of fuel // Abstracts of the XIII International educational and practical conference «Pipeline transport – 2018». – Ufa : Ufa State Oil Technical University. – P. 149–150.
19. Yakovlev A.L. Designing of the «green» natural gas supply chain on the example of «Gazprom dobycha Noyabrsk» Ltd enterprise // Collection of publications of Scientific-Information Center «Znanie» on the materials of the VII International distance learning scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (October 30, 2015, Kharkov). – D. : Scientific-Information Center «Knowledge», 2015. – P. 15–18.

УДК 69.059

ОСОБЕННОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ФИЗКУЛЬТУРНО-СПОРТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ



SPORTING FACILITIES RENOVATION FEATURES

Амарина Елена Дмитриевна

студент, бакалавр 4 курс,
Кубанский государственный
технологический университет
elenaamarina@gmail.com

Аннотация. Целью работы является выявление особенностей реконструкции сети физкультурно-спортивных объектов. Рассмотрены важные свойства реконструкции и особенности общегородской системы обслуживания. В статье отображены главные задачи и принципы реконструкции системы физкультурно-спортивных объектов.

Ключевые слова: реконструкция, физкультурно-спортивные сооружения, система, принцип, градостроительство.

Amarina Elena Dmitriyevna

Student, bachelor of the 4th year,
Kuban State technological university
elenaamarina@gmail.com

Annotation. The aim of the work is to identify the features of the reconstruction of the network of sports facilities. The important properties of reconstruction and features of the citywide service system are considered. The article reflects the main tasks and principles of the reconstruction of the system of sports facilities.

Keywords: reconstruction, physical education and sports facilities, system, principle, urban planning.

Современный темп развития общества порождают необходимость совершенствования в сфере строительства. Рост требований населения и быстрое развитие научно-технического прогресса подтолкнуло к созданию новых технологий и рациональному использованию ресурсов. Возведение нового сооружения всегда затратнее, нежели реконструкция и модернизация уже существующего.

Главным результатом реконструкции должны быть эстетическая привлекательность и соответствие стандартам комфорта и безопасности данного сооружения.

Учреждения делятся на типы в зависимости от частоты пользования ими:

- Эпизодического пользования
- Периодического пользования
- Ежедневного пользования

Рост городов и прирост населения приводят к потребности расширения и реконструкции культурно-бытового обслуживания, так как многие существующие системы не соответствуют современным требованиям. К таким системам относятся и физкультурно-спортивные сооружения.

Основными направлениями в реконструкции данной области является увеличение фонда спортивных объектов, повышение уровня благоустройства, обеспечение удобной связи физкультурно-спортивных объектов с основными объектами трудового и культурно-бытового обслуживания, а также повышение архитектурных и художественных качеств.

Система физкультурно-спортивных объектов играет очень значимую роль в системе общественного обслуживания. И тесно связана с пешеходно-транспортной общегородской средой, а также с дошкольными, учебными и развлекательными учреждениями. Поэтому при реконструкции так важно определить, какое место будет занимать сооружение в градостроительной ситуации и в физкультурно-спортивной сети.

Объективно можно выделить четыре иерархически связанных уровня системы физкультурно-спортивных сооружений. Такая модель иерархии может быть изучена по методам системного анализа. На каждом уровне главный объект исследования и проектирования определяется как система, состоящая из относительно неделимых элементов, соединенных системообразующими связями.

Спортивные объекты имеют определенную зону влияния и обслуживания на другие объекты, которые относятся к низшим уровням иерархии. Что позволяет им формировать общегородскую систему.

- Уровень первый. К нему относятся физкультурно-спортивные комплексы, которые образуют крупные спортивные центры. А сам уровень является наиболее полной подсистемой, включающей все уровни обслуживания.

- Уровень второй. Физкультурно-спортивные центры. Это наиболее крупные спортивные залы, дворцы спорта, катки с искусственным льдом, велотреки, сооружения для видов спорта, а также стадионы. Они характеризуются наиболее полным функциональным показателем.

- Уровень третий. Этот уровень включает в себя физкультурно-спортивные секции, к которым относятся спортивные залы при учебных заведениях, залы спортивных секций, спортивные зоны ТРЦ. Они располагаются обычно внутри других объектов.

- Уровень четвертый. Это физкультурно-спортивные субъекты. Они отличаются отсутствием помещений и строительных объемов. К субъектам относятся спортивные площадки при учебных заведениях и многофункциональные площадки в жилых кварталах.

Такой подход помогает создать многофункциональный спортивный комплекс, который будет характеризоваться более полной функционально-технологической структурой. В этом и есть сущность взаимодействия систем разных уровней.

Объемно-пространственное решение и функциональная организация могут иметь различные воплощения, которые исходят из окружающей городской среды, требований к функционалу, применяемой конструктивной системы и эксплуатационно-технологических требований.

Главной причиной реконструкции системы является рост населения и развитие физкультурно-спортивных сооружений. Для городской среды это наиболее затруднительно, так как план должен соответствовать рамкам общего проекта реконструкции города. Целью является: повышение обеспеченности населения физкультурно-спортивными объектами; приведение сети к четкой структурной системе; улучшения среды, окружающей физкультурно-спортивные сооружения. Нужно создать такую систему, которая будет соответствовать структуре города. При этом не стоит забывать о равномерности и рациональности при размещении объектов на территории города.

Укрупнение элементов и улучшение окружающей территории являются важной задачей реконструкции такой системы.

Иногда при реконструкции общегородских физкультурно-спортивных центров необходимо расширение участка и обеспечение его связями со всеми городскими территориями. В таких случаях прибегают даже к сносу малоценных застроек.

При реконструкции спортивного сооружения типа ледовой арены или стадиона предстоит решить сложную задачу – рассчитать конструкции с большими пролетами. Усиление конструкций на спортивных объектах требуется при нарушении целостности структуры, увеличении нагрузки, а также для повышения сейсмической устойчивости. С недавних пор при возведении, а также реконструкции сооружений спортивного назначения стали использовать качественные и легкие металлоконструкции, позволяющие оперативно сооружать различные здания и укрепить уже существующий каркас. Это наиболее подходящие материалы для спортивных комплексов. Они не подвержены влиянию влаги и последующему гниению, образованию плесени. Значительное усиление конструкций трибун на стадионах требует наличие у них козырьков. Решить эту проблему так же может применение легких металлоконструкций.

Для перекрытия большого пролета спортивного сооружения на стадионах, ледовых аренах и прочих физкультурно-спортивных объектах часто применяются каркасно-тентовые конструкции. Применение гигантского тента дает возможность для дополнения традиционных решений здания. Подобные конструкции отличаются длительным эксплуатационным сроком и могут использоваться не один десяток лет.

Реконструкция системы должны обладать резервом для неожиданного развития. Другими словами, иметь избыточность функциональных связей и пространств. Система физкультурно-спортивных сооружений должна быть едина и каждый ее элемент должен работать совместно с другими учреждениями обслуживания городской среды.

Литература

1. Аристова Л.В. Физкультурно-спортивные сооружения. – М. : Изд-во «СпортАкадемПресс», 1999. – 536 с.
2. Машинский В.А. Физкультурно-спортивные центры. – М. : Изд-во «Стройиздат», 1989. – 248 с.

3. Леонова А.Н., Акопьян К.А., Федотова Е.А. Особенности расчёта конструкций с использованием лёгких стальных тонкостенных конструкций на основе Еврокода EN 1993-1-3 и EN 1993-1-5 // Инженерный вестник Дона. – 2019. – № 8 (59). – С. 43.
4. Одоевская А.А., Леонова А.Н. Строительные материалы будущего : Проектирование и строительство автономных, энергоэффективных зданий / Сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 142–147.
5. Гутнов А.Э. Эволюция градостроительства. – М. : Изд-во Стройиздат, 1984. – 256 с.
6. Гамм М.В., Леонова А.Н. Основные параметры ресурсосбережения при реконструкции зданий / В сборнике: Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие». – Октябрь 2017. – С. 56–59.
7. Сосновский В.А. Планировка городов. Реконструкция и модернизация зданий и комплексов. – М. : Изд-во «Высшая школа», 1988. – 103 с.
8. Леонова А.Н., Карпанина Е.Н. Вантово-тентовая архитектура в условиях курортного города: актуальность и особенности проектирования : Строительство в прибрежных курортных регионах / Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – 2014. – С. 88–92.
9. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage given the beyond design basis effects / Matec Web of Conferences (см. в книгах). 2018. С. 02008.

References

1. Aristova L.V. Physical culture and sport facilities. – М. : Sport-AcademPress Publishing House, 1999. – 536 p.
2. Mashinsky V.A. Physical Training and Sports Centres. – М. : Stroyizdat Publishing House, 1989. – 248 p.
3. Leonova A.N., Akopian K.A., Fedotova E.A. Features of calculation of structures with use of light steel thin-walled structures on the basis of Eurocode EN 1993-1-3 and EN 1993-1-5 // Engineering bulletin of Don. – 2019. – № 8 (59). – P. 43.
4. Odоеvskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy efficient buildings / Collection of articles of International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.
5. Gutnov, A.E. Urban development evolution. – М. : Strojizdat Publishing House, 1984. – 256 p.
6. Gamm M.V., Leonova A.N. Main parameters of resource saving during reconstruction of buildings / In collection: Materials of conferences of State Research Institute «National Development». – October, 2017. – P. 56–59.
7. Sosnovskiy V.A. City planning. Reconstruction and modernization of buildings and complexes. – М. : «Higher School» Publishing House, 1988. – 103 p.
8. Leonova A.N., Karpanina E.N. Vent and awning architecture in the conditions of a resort town: actuality and peculiarities of design : Construction in coastal resort regions / Proceedings of the VIII International Scientific and Practical Conference. – 2014. – P. 88–92.
9. Sorokina E., Leonova A. Evaluation of the survivability of metallic elements in local damage given the beyond design basis effects / Matec Web of Conferences (see books). 2018. С. 02008.

УДК 69.059

УСИЛЕНИЕ ЛЕНТОЧНОГО ФУНДАМЕНТА МЕТОДОМ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕГО ШИРИНЫ



STRIP FOUNDATION REINFORCEMENT BY WIDENING ITS WIDTH

Голубева Виолетта Константиновна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
v.golubeva.97@mail.ru

Аннотация. В данной статье приведен список причин возникновения потребности в проведении усиления фундамента. Указаны некоторые существующие на сегодняшний день способы усиления ленточного фундамента. Определены задачи, которые выполняет фундамент и его подошва. Подробно разобран метод усиления существующего ленточного фундамента методом увеличения его ширины. Приведены достоинства и недостатки данного способа. В статье описана последовательность выполнения работ по уширению фундамента, а также разобраны нюансы, которые необходимо учесть перед началом работ.

Ключевые слова: ленточный фундамент, усиление, увеличение ширины, армирование, бетонирование.

Golubeva Violetta Konstantinovna
Student,
Kuban State University of Technology
v.golubeva.97@mail.ru

Annotation. This article provides a list of reasons for the need to strengthen the foundation. Some existing methods of strengthening the tape foundation are indicated. The tasks performed by the foundation and its sole are defined. The method of strengthening the existing tape foundation by increasing its width is discussed in detail. The advantages and disadvantages of this method are given. The article describes the sequence of work on broadening the foundation, as well as the nuances that must be considered before starting work.

Keywords: tape foundation, reinforcement, width increase, reinforcement, concreting.

Ленточный фундамент обладает высокой несущей способностью, прочностью и устойчивостью ко всем нагрузкам, что делает его лидером среди всех остальных видов опорных конструкций [1, с. 134]. Но нередко возникают ситуации, когда прочность данного фундамента оказывается на пределе, особенно при появлении сезонных подвижек грунта.

Потребность в проведении усиления может возникнуть из-за: морозного пучения грунта, оседания почвы, ведущихся вблизи строительных или земляных работ, сезонных подвижек грунта, наводнений, изменения уровня грунтовых вод, низкого качества строительных материалов, несоблюдения технологических требований во время строительства, вызванного строительством дополнительного этажа изменения веса постройки, нарушения правил эксплуатации дома [1, с. 217].

Если перечисленные воздействия возникают совокупно, то это может привести к появлению сложных условий эксплуатации фундамента. Бетон со временем теряет свою прочность, а дополнительные напряжения в несколько раз ускоряют разрушительные процессы в конструкции основания.

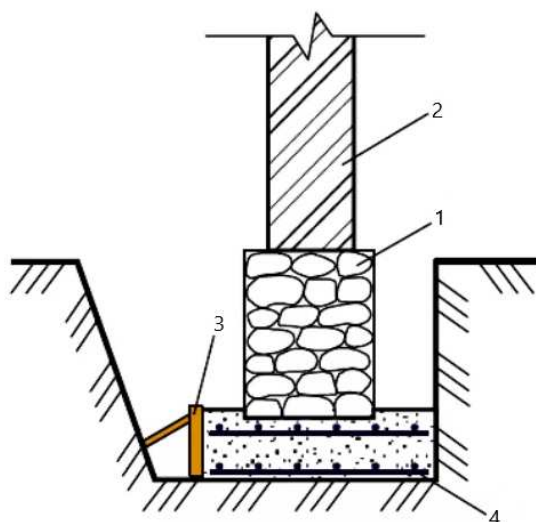
На сегодняшний день существуют различные способы усиления ленточного фундамента: увеличение ширины, укрепление мелкозаглубленного основания бетонной рубашкой, создание бетонной обоймы, применение свай и отливов, упрочнение торкрет-бетоном и т.д. В данной работе будет подробно рассмотрено усиление существующего фундамента методом увеличения его ширины [2, с. 139].

Задача фундамента передать нагрузку от дома к основанию, а подошвы фундамента – распределить эту нагрузку так, чтобы давление на грунт не превышало его расчетного сопротивления, то есть несущей способности грунта.

Если речь заходит об усилении фундамента методом увеличения его ширины, то перед началом работ необходимо изучить геологию местности. Например, при песчаных грунтах нельзя выкапывать грунт под фундаментом и оставлять это место раскопанным на длительный период, так как песок начинает подсыхать и осыпаться [3, с. 312]. При глинистых грунтах можно производить такие работы, так как стенки траншеи держатся

вертикально, не обсыпаются, что дает больше времени для производства работ по усилению. Также необходимо проверить в целом систему фундамента с отмостками, чтобы понять, нужно ли делать усиление или же достаточно устранить причину начала разрушения фундамента.

Рассмотрим усиление методом увеличения ширины на примере ленточного фундамента без армирования, нагрузка на который будет увеличена в будущем (рис. 1).



Уширение подошвы фундамента: 1 - фундамент; 2 - стена; 3 - опалубка; 4 - армирующая сетка

Рисунок 1 – Уширение подошвы фундамента

Перед началом усиления данного фундамента, с двух сторон от него по всему периметру здания выкапываются участки грунта, не доходя до подошвы фундамента 10 см. Это позволит избежать выпирание грунта из-под основания, зачастую ведущего к неравномерным усадкам [4, с. 209]. Обязательно возводится временное укрытие раскопанных участков, иначе из-за дождя подошва будет замочена, а грунт потеряет несущую способность, что может привести к разрушению дома.

Последовательность выполнения работ по усилению:

1. Здание делится на захватки. Самый оптимальный вариант – захватки не более 1 м. Работы ведутся в пределах 1 захватки. Между работами должно быть минимум 2 захватки.

Если грунты слабые, сыпучие, много армирования, то необходимо увеличить расстояние между рабочими участками до 3–4 захваток. Это увеличит время производства работ, но обезопасит конструкцию от расколов.

2. В зоне захватки рабочие раскапывают грунт до нужной отметки. Работы ведутся вручную. Если фундамент крепкий, то перед раскапыванием можно пробурить его насквозь и установить арматуру, затем, раскопав под ним, вести бетонирование [5, с. 119]. Если фундамент слабый и не будет держать арматуру, то нет необходимости бурить и армировать его. Тогда будет прокладываться только продольная арматура.

3. Устанавливается опалубка, закладывается продольная арматура (защитный слой не менее 70 мм). Если ширина подушки достаточно большая, то можно устанавливать поперечную рабочую арматуру.

4. Бетонирование осуществляется на 100–150 мм выше уровня подушки фундамента для того, чтобы при вибрировании создать давление под ней. Благодаря этому бетон «подхватывает» старый фундамент. Все пустоты заделываются монтажной пеной. Если есть необходимость создания дополнительной обоймы, то ведется дополнительное армирование [6, с. 145].

Для бетонирования лучше всего использовать саморасширяющийся бетон на глинозёмистом цементе. Смешивается обычный состав бетона (класс В12,5 и более) с

добавлением порядка 15–20 % глиноземистого цемента. При этом бетон быстрее схватывается (можно быстрее снимать опалубку и переходить на следующую захватку) [7, с. 14]. Глинозёмистый цемент позволяет компенсировать усадку бетона при схватывании, что минимизирует вероятность разрушения фундамента.

При армировании остаются выпуски арматуры, которые после бетонирования свариваются с арматурой для следующей захватки, – происходит формирование абсолютно непрерывного армирования на всем участке [8, с. 109]. Это позволяет расширить подушку и уменьшить давление на грунт. Появляется пояс, который начинает работать на растяжение. В верхней зоне фундамента, при необходимости, также работая захватками, можно сформировать монолитный пояс. Фундамент принимает вид сборно-монолитного, где нижняя и верхняя зоны работают на растяжение, средняя (без армирования) – на сжатие [8, с. 110].

Если нет доступа к фундаменту с двух сторон, а только изнутри или снаружи, то принцип работ сохраняется, а под подошвой фундамента выкапывается больше земли.

Если рассмотреть расширение фундамента в одну сторону, то нужно понимать, что фундамент в целом – это жёсткая конструкция прямоугольной, квадратной и другой формы. Если стенка будет стоять не по центру (например, усиление будет только снаружи), то приложенная нагрузка будет распределяться по всему периметру [9, с. 65]. Главное – выдержать необходимую ширину подушки. Если же присутствует локальная точечная нагрузка, то тогда возможно появление деформации. В данном случае необходимо выполнить точечное расширение

Таким образом, метод увеличения ширины подошвы фундамента является популярным на сегодняшний день способом усиления существующего ленточного фундамента. У данного метода много достоинств: возможность производства работ без углубления основания и при плотной городской застройке, формирование непрерывного армирования на всем участке, значительное уменьшение давления на грунт, возможность остановить даже самое сильное разрушение здания. Но также есть и недостатки: применение дорогих строительных материалов, высокая трудоёмкость процесса, длительное ведение работ, большие накладные расходы, высокая стоимость. Поэтому необходимо понимать, что не каждое здание необходимо усиливать с помощью данного метода.

Литература

1. Далматов Б.И. Механика грунтов, основания и фундаменты включая специальный курс инженерной геологии / Б.И. Далматов [и др.]. – М.; СПб. : Питер, 2012. – 416 с.
2. Швец В.Б., Феклин В.И., Гинзбург Л.К. Усиление и реконструкция фундаментов. – М. : Стройиздат, 1985. – 204 с.
3. Ухов С.Б. Механика грунтов, основания и фундаменты / С.Б. Ухов, В.В. Семенов, В.В. Василевский и [и др.]. – М. : Высшая школа, 2002. – Издание 2-е, перераб. – 566 с.
4. Справочник по общественным работам. Основания и фундаменты / под общ. ред. М.И. Смоудинова. – М. : Стройиздат, 1974. – 372 с.
5. Основания, фундаменты и подземные сооружения : Справочник проектировщика / М.И. Горбунов-Посадов, В.А. Ильичев, В.И. Крутов [и др.]; под общ. ред. Е.А. Сорочана и Ю.Г. Трофименкова. – М. : Стройиздат, 1985. – 480 с.
6. Одолевская А.А., Леонова А.Н. Строительные материалы будущего : Проектирование и строительство автономных, энергоэффективных зданий / сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 142–147.
7. Белый Д.А., Леонова А.Н. Способы усиления фундаментов мелкого заложения : Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / В сборнике статей Международной научно-практической конференции; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2017. – С. 13–16.
8. Поддубский А.В., Леонова А.Н. Современные технологии строительства фундаментов в сейсмоопасных районах : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Третьей Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – 2016. – С. 108–110.
9. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Кривенкова Т.В. Особенности усиления строительных конструкций композитными полимерными материалами в условиях высоких и низких температур // Перспективы науки. – 2019. – № 5 (116). – С. 64–69.

References

1. Dalmatov B.I. Soil mechanics, bases and foundations including the special course in engineering geology / B.I. Dalmatov [et al.]. – M.; St. Petersburg. M. : Peter, 2012. – 416 p.
2. Shvets V.B., Feklin V.I., Ginzburg L.K. Strengthening and reconstruction of foundations. – M. : Strojizdat, 1985. – 204 p.
3. Ukhov S.B. Primer mechanics, bases and foundations / S.B. Ukhov, V.V. Semenov, V.V. Vasilevskiy [et al.]. – M. : Higher School, 2002. – Publication 2-nd, Interpretation. – 566 p.
4. Handbook of Public Works. Foundations and Foundations / under general ed. M.I. Smorodinova. – M. : Stroyizdat, 1974. – 372 p.
5. Foundations, Foundations and Underground Structures : Designer's Handbook / M.I. Gorbunov-Posadov, V.A. Ilyichev, V.I. Krutov [et al.]; edited by E.A. Sorochana and Yu.G. Trofimenkova. – M. : Stroyizdat, 1985. – 480 p.
6. Odоеvskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy-efficient buildings / collection of articles of the International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.
7. Belyi D.A., Leonova A.N. Ways of strengthening the small foundation: Ecological, engineering-economical, legal and administrative aspects of construction and transport infrastructure development / Collection of articles of the International scientific-practical conference; FSBEI VO «Kuban state technological university». – 2017. – P. 13–16.
8. Poddubskiy A.V., Leonova A.N. Modern technologies of the foundation construction in the earthquake-prone areas : Actual issues of the urban construction, architecture and design in the resort regions / Proceedings of the Third All-Russian scientific-practical conference of young scientists. – 2016. – P. 108–110.
9. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Krivenkova T.V. Peculiarities of the construction structures strengthening by the composite polymer materials under the conditions of the high and low temperatures // Proc. of science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.

УДК 69.059

**ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕВОЛОКНА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ.
АРМИРОВАНИЕ И УСИЛЕНИЕ НЕСУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ**



**APPLICATION OF CARBON FIBER IN CONSTRUCTION.
REINFORCEMENT AND STRENGTHENING OF LOAD-BEARING STRUCTURES**

Дьяков Александр Васильевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
dyakov_2803@mail.ru

Аннотация. В статье дано подробное определение углеволокна, приведены его технические характеристики. Также сказано об основных преимуществах данного материала. В статье обозначена одна из наиболее важных задач современного строительства. Разобран вопрос особенностей использования углеволокна. Дан ответ на вопрос, каким требованиям должна отвечать эффективная технология армирования. В статье приведён список ситуаций, в которых необходимо осуществление внешнего армирования. Описаны распространённые конструктивные решения для углеволокна.

Ключевые слова: углеволокно, строительство, армирование, ламели, углеродная сетка, ленты.

Diakov Aleksander Vasilevich

Student,
Kuban state university of technology
dyakov_2803@mail.ru

Annotation. The article provides a detailed definition of carbon fiber and its technical characteristics. It is also said about the main advantages of this material. The article identifies one of the most important tasks of modern construction. The question of features of the use of carbon fiber is discussed. The answer to the question of what requirements an effective reinforcement technology should meet is given. The article provides a list of situations in which external reinforcement is necessary. Common design solutions for carbon fiber are described.

Keywords: carbon fiber, construction, reinforcement, slats, carbon mesh, tapes.

Сегодня в строительную отрасль внедряются инновационные материалы и технологии, которые ранее использовались только в наукоемких отраслях производства. Это формирует архитектуру будущего.

Важной задачей современного строительства является предотвращение и решение проблем, связанных с прочностью зданий и сооружений, находящихся под влиянием: динамических нагрузок, перепадов температур и других агрессивных климатических факторов [1, с. 83]. В результате данного влияния на стенах сооружений могут возникать трещины, происходит отслойка защитных слоев. Происходит снижение эксплуатационных характеристик зданий, поэтому возникает необходимость армирования несущих конструкций для предотвращения их скорого разрушения. Раньше стеклохолст был популярным материалом для армирования, но на сегодняшний день широкое распространение получил новый материал – углеволокно.

Углеродное волокно является линейноупругим композитно-полимерным материалом искусственного происхождения, структура которого состоит из тонких углеродных нитей диаметром 3–15 микрон.

Широкое применение углеволокна в строительстве обусловлено его превосходством металла по техническим характеристикам.

Углеволокно является основой для изготовления большинства используемых в строительстве армирующих материалов (углеродные сетки, ламели и ленты) [2, с. 407]. Оно состоит из полиакрилонитрила, прошедшего предварительную обработку высокими температурами от 3000 до 5000 °С.

В процессе внешнего армирования углеволокно пропитывается связующим веществом (двухкомпонентная эпоксидная смола) и наклеивается на поверхность укрепляемой конструкции. Эпоксидная смола, в свою очередь, обладает высокой адгезией к железобетону. Углеволокно, взаимодействуя со смолой, становится жестким пластиком с прочностью в 6–7 раз выше прочности стали.

Углеволокно, изготовленное на основе углерода, имеет низкий удельный вес, расширяется при нагревании, не подвергается воздействию агрессивных химических

веществ [3, с. 15]. Данный материал является универсальным армирующим материалом, используемым для укрепления закругленных и угловых поверхностей, ребристых плит перекрытия, балочных элементов рамной конструкции, тавровых балок мостовых пролетов. Углеволокно – экологически чистый и токсически безопасный, огнеупорный и ударопрочный материал.

Длительный эксплуатационный срок материала объясняется сочетанием следующих преимуществ:

- высокие гидроизоляционные характеристики;
- высокая адгезия к различным поверхностям;
- устойчивость к коррозионным процессам;
- легкость системы армирования (отсутствие дополнительных нагрузок на здание).

Для обеспечения эффективного усиления естественная влажность конструкции не должна быть препятствием для монтажа армирующих элементов, элементы армирования должны надежно приклеиваться к любым строительным материалам, а все материалы, используемые в процессе армирования должны характеризоваться стабильными во времени свойствами. Данным требованиям соответствуют углеродные волокна, которые, благодаря соотношению цена-качество, получили широкое распространение в России и мире [3, с. 16].

Сегодня углеволокно применяется для усиления конструкций из железобетона (мосты, памятники архитектуры, гидротехнические сооружения), металла и камня (столбы, стены, кирпичные здания) [4, с. 25].

Необходимость усиления построек внешним армированием возникает при: повреждении конструкции, приводящем к снижению ее несущей способности, жесткости и устойчивости к трещинам; изменении условий эксплуатации постройки; проектировании и строительстве конструкций для увеличения их сейсмостойкости и межремонтных промежутков; при длительном воздействии на конструкцию механических факторов или агрессивных природных сред [5, с. 67].

Усиление перекрытий производится посредством наклеивания углеволокна (ламели, ленты, сетки) в зонах наибольшей нагрузки (центральная часть пролета) [6, с. 78]. Этому приводит к повышению несущей способности конструкции по изгибающим моментам. Часто возникает необходимость усиления опираний, позволяющего повысить несущую способность конструкции при воздействии поперечных сил. Для этого применяются П-образные хомуты, изготовленные из углеродных сеток или лент [7, с. 134].

Усиление колонн осуществляется посредством их оклейки углеродными сетками или лентами, которые монтируются в поперечном направлении [8, с. 499]. Благодаря этому удается достигнуть эффекта бандажирования, позволяющего предотвратить поперечные деформации бетона.

Армирование фундамента начинается с разметки конструкции (определение зон расположения элементов усиления) и очистки поверхности до тех пор, пока не обнажится крупный заполнитель бетона. Производить данные работы нужно качественно, так как от характеристик подготовленного основания зависит эффективность производимого усиления [9, с. 25]. До начала работ по зачистке поверхностей и усилению необходимо обеспечить защиту армирующего материала от пыли.

Таким образом, углеволокно является одним из наиболее востребованных материалов для осуществления усиления конструкций и реконструкции зданий и сооружений. Данный материал обладает отличными технико-экономическими показателями. Ленты, сетки и ламели на основе углеволокна получили широкое распространение на строительном рынке.

Литература

1. Ключев С.В., Ключев А.В., Лесовик Р.В. Усиление строительных конструкций композитами на основе углеволокна : монография. – Lambert, 2011. – 123 с.
2. Ключев С.В. Технология усиления конструкций углеволокном // Белгородская область: прошлое, настоящее и будущее / материалы научн.-практ. конф. – Белгород : Изд-во БГТУ, 2012. – Ч. 1. – С. 404–408.
3. Чернявский В.Л. Усиление железобетонных конструкций композитными материалами / В.Л. Чернявский, Е.З. Аксельрод // Жилищное строительство. – 2003. – № 3. – С. 15–16.

4. Ключев С.В. Усиление и восстановление конструкций с использованием композитов на основе углеволокна // Бетон и железобетон. – 2012. – № 3. – С. 23–26.
5. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Кривенкова Т.В. Особенности усиления строительных конструкций композитными полимерными материалами в условиях высоких и низких температур // Перспективы науки. – 2019. – № 5 (116). – С. 64–69.
6. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.
7. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов : Девелопмент и инновации в строительстве сборник статей / Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.
8. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Скрипкина И.А. Особенности усиления металлических конструкций композитными материалами при воздействии агрессивной среды // Вестник МГСУ. – 2020. – Т. 15. – № 4. – С. 496–509.
9. Хуажев С.Р., Леонова А.Н. Современные способы усиления каменных конструкций : Современные научно-практические решения XXI века / Материалы международной научно-практической конференции; общая редакция: В.И. Оробинский, В.Г. Козлов. – 2016. – С. 24–26.

References

1. Klyuev S.V., Klyuev A.V., Lesovik R.V. Strengthening of building structures by composites on the basis of carbon fibre : monograph. – Lambert, 2011. – 123 p.
2. Klyuev S.V. Technology of Structures Reinforcement with Carbon Fiber // Belgorod Region: Past, Present and Future / Proc. of Conf. – Belgorod : BSTU Publishing House, 2012. – Part 1. – P. 404–408.
3. Chernyavskiy V.L. Strengthening of the reinforced concrete structures by the composite materials / V.L. Chernyavskiy, E.Z. Akselrod // Housing construction. – 2003. – № 3. – P. 15–16.
4. Klyuev S.V. Strengthening and restoration of structures with use of composites on carbon fiber axis // Concrete and reinforced concrete. – 2012. – № 3. – P. 23–26.
5. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Krivenkova T.V. Peculiarities of the building structures strengthening by the composite polymer materials under the high and low temperature conditions // Proc. of science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.
6. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern methods of strengthening the building constructions by the carbon composite materials : Actual questions of an urban construction, architecture and design in the resort regions / Proc. of the Second All-Russian scientific-practical conference. – 2015. – P. 75–79.
7. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in spatially reinforced compositions and their influence on the properties of materials : Development and innovations in construction collection of articles / International scientific-practical congress. – 2018. – P. 132–136.
8. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Skripkina I.A. Peculiarities of the composite metal structures strengthening by the composite materials under the influence of the aggressive medium // MSCU Bulletin. – 2020. – Vol. 15. – № 4. – P. 496–509.
9. Khuazhev S.R., Leonova A.N. Modern methods of the stone structures strengthening : Comodern scientific-practical decisions of the XXI century / Proceedings of the international scientific-practical conference; general editors: V.I. Orobinsky, V.G. Kozlov. – 2016. – P. 24–26.

УДК 311.3

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ЖИЛОЙ НЕДВИЖИМОСТИ



PROSPECTS FOR RESIDENTIAL REAL ESTATE MARKET DEVELOPMENT

Заворотынская Виктория Владимировна

бакалавр,
Кубанский государственный
технологический университет
zavorotynskaya_555@mail.ru

Тхазеплова Дана Александровна

бакалавр,
Кубанский государственный
технологический университет
iwogue23@mail.ru

Машкова Виктория Владимировна

магистр,
Кубанский государственный
технологический университет
mashkova.viktoriya93@mail.ru

Шиховцов Алексей Александрович

доцент кафедры технологии,
организации, экономики строительства
и управления недвижимостью;
кандидат физико-математических наук,
Кубанский государственный
технологический университет
alexey.shikhovtsov@mail.ru

Аннотация. В данной статье представлено исследование перспектив развития рынка жилой недвижимости. Проведен анализ взаимодействия первичного и вторичного рынков жилой недвижимости. Смоделированы текущие тенденции изменения стоимости жилой недвижимости. Рассмотрены факторы рынка жилой недвижимости.

Ключевые слова: первичный рынок жилья, вторичный рынок жилья, цена, стоимость жилья, рынок жилья, недвижимость.

Zavorotynskaya Victoria Vladimirovna

Bachelor,
Kuban state technological university
zavorotynskaya_555@mail.ru

Tkhazeplova Dana Alexandrovna

Bachelor,
Kuban state technological university
iwogue23@mail.ru

Mashkova Victoria Vladimirovna

Master,
Kuban State Technological University
mashkova.viktoriya93@mail.ru

Shikhovtsov Alexey Alexandrovich

Associate Professor
Department of technology,
organization, economics of construction
and real estate management;
Candidate of physical
and mathematical sciences,
Kuban state technological university
alexey.shikhovtsov@mail.ru

Annotation. This article presents a study of the prospects for the development of the residential real estate market. The analysis of the interaction of the primary and secondary markets for residential real estate. Modeled current trends in the value of residential real estate. The factors of the residential real estate market are considered.

Keywords: primary housing market, secondary housing market, price, housing value, housing market, real estate.

Рынок жилья – сложная взаимосвязанная структура, включающая в себя комплекс механизмов перераспределения объектов жилищного фонда и создаваемых ими жилищных услуг, основанных на сочетании интересов всех его участников и конкуренции эффективного землепользования [1, с. 537].

Рынок жилья характеризуется в основном сделками по купле-продаже, аренде, а также финансовыми операциями по ипотеке и зкладным. Основную долю по сделкам с жилой недвижимостью составляют квартиры, на примере которых рассматриваются все тенденции рынка.

В настоящее время в Российской Федерации реализуется множество государственных программ по обеспечению граждан доступным и комфортным жильем. Все программы нацелены на повышение уровня обеспеченности населения жильем, поскольку данный показатель напрямую влияет на уровень миграции в стране, как внутренний, так и внешний, на социальную стабильность общества, уровень безработицы, уровень рождаемости и смертности как в целом по стране, так и в отдельном регионе и другие факторы [2, с. 239].

Взаимосвязи и взаимоотношения между субъектами первичного и вторичного рынка имеют сложную функциональную структуру, цель которой – удовлетворение потребительского спроса на объекты недвижимости. Для современного российского рынка жилой недвижимости характерна высокая цена, в связи с этим не многие могут позволить себе данную покупку. Динамика уровня цен за 1 квадратный метр общей площади представлена на рисунке 1 [3].

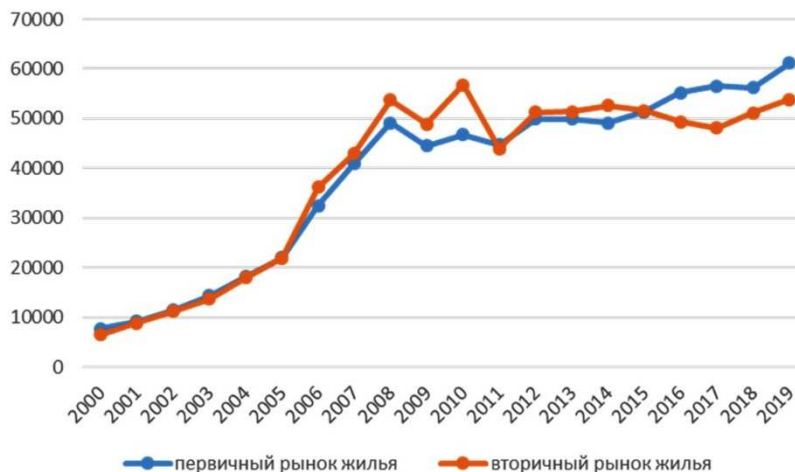


Рисунок 1 – Динамика стоимости одного квадратного метра общей площади на первичном и вторичном рынке жилья за период 2000–2019 гг.

Анализируя динамику изменения цен на рынке жилой недвижимости можно сказать, что относительно 2000 года цены выросли в 7,96 раз на первичном и 8,39 раз на вторичном рынке. Следует отметить, что ежегодно цены росли в среднем на 2 % за последние 10 лет, это говорит о замедлении темпов роста цен в настоящее время.

На рис. 1 видно, что до 2008 года, цены на новое жилье и на существующее были практически одном уровне, однако, в 2008 году стоимость вторичного жилья выросла на 20 %, в то время как стоимость первичного составила лишь 11 %, в связи с чем покупка готового жилья стала обходиться значительно дороже квартиры в новостройке. Это связано с кризисом 2008 года, из-за которого обанкротилось множество строительных компаний и снизились финансовые возможности населения [4, с. 211].

Анализ динамики цен на первичном и вторичном рынках жилья показал, что в 2016 году ситуация поменялась и сохраняется по сей день, квартиры в строящихся домах стали дороже, чем в уже готовых. Это обусловлено снижением процентной ставки по ипотечному займу на покупку недвижимости на вторичном рынке жилья до 11,8 % и на первичном до 11,9 %.

Перспективы развития рынка недвижимости связаны с государственной системой поддержки рефинансирования ипотечных жилищных кредитов и развитием инфраструктуры рынка ипотечных ценных бумаг [5, с. 338]. Стоит отметить, в настоящее время рынок ипотечных ценных бумаг в России не сформировался. Это существенно препятствует дальнейшему развитию рынка недвижимости, так как Российское законодательство создает дополнительные риски для инвесторов и не учитывает позиции страхования рисков по ипотечным ценным бумагам, ситуацию дефолта.

Однако, низкая доступность кредита для широких слоев населения пока не позволяет системе ипотечного кредитования стать эффективным инструментом для повышения обеспеченности жильем населения и улучшения жилищных условий. Основным недостатком системы ипотечного кредитования заключается в высоких процентных ставках и высокой стоимости кредитов. Большая часть населения не может себе позволить ипотечный кредит ввиду данных обстоятельств. Кроме того, многие люди, получившие кредиты, не способны выполнять обязательства по его оплате в долгосрочной перспективе, так как в среднем данные выплаты затягиваются на 15,5 лет.

Важную роль на рынке недвижимости играют и внешние санкции – приток мирового капитала в РФ сейчас очень слаб, цены на нефть тоже остаются низкими. Это негативно сказывается на формировании цен на рынке недвижимости.

Самые «подготовленные» девелоперы строят объекты по низким ценам. Подход к ценообразованию при этом у застройщиков разный – кто-то сразу говорит о низких ценах, ориентируясь на определенный сегмент покупателей. Кто-то позиционирует свои проекты в более дорогой нише, а потом объявляет о масштабных скидках и проводит стимулирующие акции. Оба подхода имеют право на существование, и, в долгосрочной перспективе, второй даже более выгоднее, т.к. он формирует более платежеспособную «среду» в новых жилых комплексах.

Предполагается, что в 2020 году стоимость жилья в регионах России будет показывать разную динамику. На рисунке 2 видно, что ситуация в регионах различается. Где-то стоимость не меняется, где-то растет на 15 %, где-то происходит увеличение выданных ипотечных кредитов в сравнении с прошлым годом на 25 %, а где-то сохраняется стабильность. Новая тенденция – рынок стал более локальным.

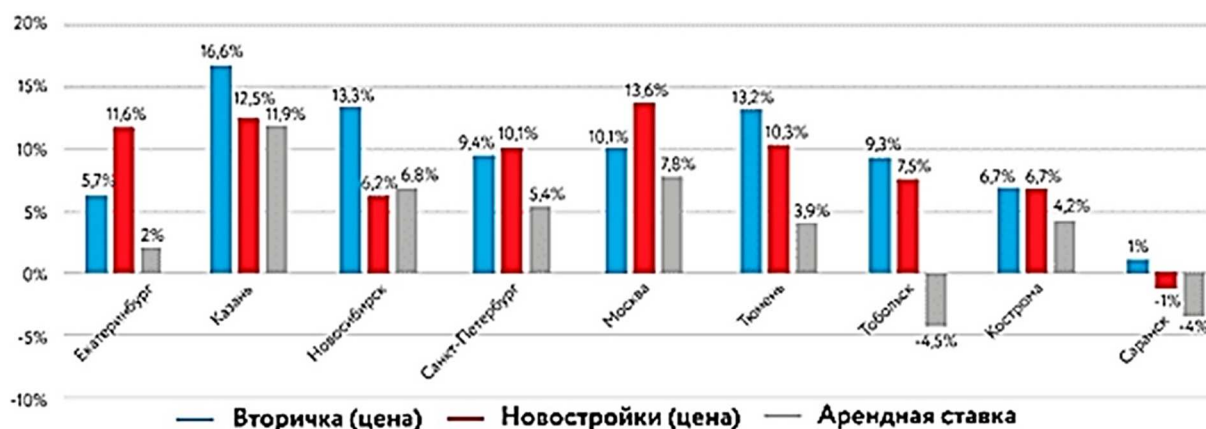


Рисунок 2 – Прогноз изменения цен на жилую недвижимость в 2020 г.

Если ориентироваться на эти прогнозы, в 2020 году средняя цена 1 квадратного метра общей площади на рынке жилья будет варьироваться в районе 60 000–70 000 рублей, и примерно на этом уровне она и останется еще на 3–5 лет.

Таким образом, на рынке жилой недвижимости существуют постоянные взаимосвязи между изменениями спроса и предложения и в связи с этим спрогнозированы перспективы развития рынка жилой недвижимости в России. По прогнозным оценкам стоимость жилья в 2020 году на обоих рынках пойдет вверх, что может повлечь за собой снижение спроса. В такой ситуации выиграют крупные застройщики, так как они смогут держать цену чуть ниже, привлекая тем самым к себе основной поток покупателей.

Литература

1. Экономика недвижимости: в 2 томах : учебник для академического бакалавриата / В.А. Горемыкин. – М. : Издательство Юрайт, 2016. – Т 2: Рынок земельных участков и управление недвижимостью. – 8-е изд., перераб. и доп. – 537 с.
2. Пилипчук О.К., Шиховцов А.А., Волоконский М.В. Становление управления проектами в Российской Федерации // Научные труды КубГТУ. – 2018. – № 9. – 239 с.
3. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. – URL : <http://www.gks.ru/>
4. Лисицкая Т.С., Юркина Е.А. Тенденции развития регионального рынка жилой недвижимости в условиях макроэкономической нестабильности // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 12–1 (77). – С. 211.
5. Шафикова Н.Р., Короткова К.С. Исследование современных тенденций прогнозирования объемов ипотечного кредитования в Российской Федерации // Вестник современных исследований. – 2018. – № 11.6 (26). – С. 338.

References

1. Economics of real estate: in 2 volumes : a textbook for the academic undergraduate / V.A. Goremeykin. – M. : Yureit Publishing House, 2016. – Volume 2: Land Market and Real Estate Management. – 8th ed., transcript and additional. – 537 p.

2. Pilipchuk O.K., Shikhovtsov A.A., Volokonskiy M.V. Project management formation in Russian Federation // Proc. of Kuban State Technical University. – 2018. – № 9. – 239 p.
3. Official site of the Federal State Statistics Service. – URL : <http://www.gks.ru/>
4. Lisitskaya T.S., Yurkina E.A. Development tendencies of the regional residential real estate market in the conditions of the macroeconomic instability // Economics and business. – 2016. – № 12–1 (77). – P. 211.
5. Shafikova N.R., Korotkova K.S. Modern tendencies research of the mortgage lending volume forecasting in the Russian Federation // Vestnik of modern research. – 2018. – № 11.6 (26). – P. 338.

УДК 69.059

**УСИЛЕНИЕ ДЕРЕВЯННЫХ КОНСТРУКЦИЙ
КОМПОЗИТНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ**
◆◆◆◆
**REINFORCEMENT OF WOODEN STRUCTURES
WITH COMPOSITE MATERIALS**

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
lan.75@mail.ru

Акритов Христофор Эдуардович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
qwertys8988@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены дефекты деревянных конструкций, приведены традиционные способы усиления древесины. Рассматриваются особенности применения композитных систем внешнего армирования для деревянных конструкций. Представлена классификация композитных материалов в зависимости от типов наполнителей. Описаны преимущества композитных материалов перед традиционными системами усиления.

Ключевые слова: древесина, конструкция, композит, усиление, ламель.

Leonova Anna Nikolaevna

Ph.D., Associate Professor
of building structures,
Kuban state university of technology
lan.75@mail.ru

Akritov Khristofor Eduardovich

Student,
Kuban state university of technology
qwertys8988@mail.ru

Annotation. The article discusses the defects of wooden structures, and provides traditional methods of strengthening wood. The features of using composite external reinforcement systems for wooden structures are considered. The classification of composite materials depending on the types of fillers is presented. The advantages of composite materials over traditional reinforcement systems are described.

Keywords: wood, construction, composite, reinforcement, lamella.

Древесина является древнейшим и наиболее распространенным конструкционным материалом. К основным достоинствам древесины как конструкционного материала относят высокую удельную прочность, сопоставимую со стальными конструкциями, простоту и экономичность механической обработки, что определяется малыми затратами энергии на обработку и низкой потребностью в специализированном оборудовании, малый удельный вес, высокую сейсмостойкость, радиопрозрачность, экологичность, химическую стойкость, что позволяет древесине служить намного дольше в условиях агрессивного воздействия внешних сред (здания калийных удобрений, здания бассейнов, аквапарки и т.д.), архитектурную выразительность [1, с. 43]. К основным недостаткам относят анизотропию свойств древесины, вызванную её анатомическим строением, а также влияние пороков древесины.

Основные дефекты, предшествующие отказам деревянных элементов представлены на рисунке 1.

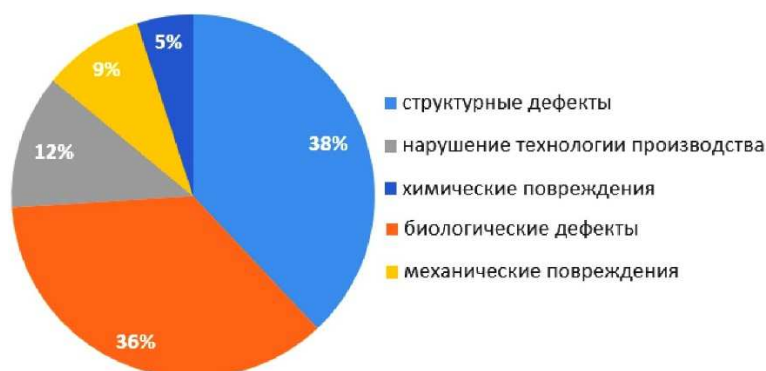


Рисунок 1 – Причины дефектов деревянных конструкций

В 75 % случаев отказа конструктивных элементов этому событию предшествует образование трещин в продольном направлении и в опорных зонах, а также расслаивание деревянных элементов; в 11 % – ненадлежащие условия эксплуатации, смятие опорных участков и т.д.; в 8 % – скалывание элементов конструкции; в 6 % – разрыв волокон в растянутой зоне деревянных элементов [1, с. 67].

Пороки древесины значительно влияют на несущую способность деревянных элементов. Наличие сучков и перерезанных волокон присучковых косослоев в растянутой зоне деревянных балок значительно снижает их прочность. Решением проблем снижения влияния пороков и снижения материалоемкости деревянных элементов при повышении их прочности и жесткости стало появление комбинированных конструкций, где армирующий материал воспринимает преимущественно растяжение, снижая влияние различных дефектов растянутой зоны, а древесина преимущественно работает на сжатие. В качестве основного армирующего материала на изначальном этапе применялась сталь.

Прототипом современных армированных деревянных конструкций является балка коробчатого сечения с запрессованной в ней арматурой, применяемая в конструкциях дирижаблей. Однако отсутствие надежных средств соединения проволоки с древесиной не позволило реализовать данное конструктивное решение [1, с. 70]. Армировать стальными прутками деревянные балочные конструкции впервые было предложено А. Фишером в 1926 г. Стальные прутки должны были укладываться в пазы квадратного сечения и заливаться специальной мастикой. В 1937 г. А.Л. Монасевичем были предложены конструкции балок с соединением металлических пластин на выштампованных зубьях и устройством особых анкерующих устройств в опорных зонах, но данный способ соединения, не смотря на эффективность, позволял армировать только растянутую зону в то время, как расчеты показывали, что наиболее эффективно симметричное армирование поперечных сечений [2, с. 54]. Для решения этих проблем в 1944 г. Х. Гранхольмом были предложены балки, армированные стальными стержнями с кольцевыми выступами по длине, однако данное конструктивное решение имело важный недостаток – податливость соединений, соответственно, их ненадежность. Способы армирования деревянных конструкций представлены на рисунке 2.

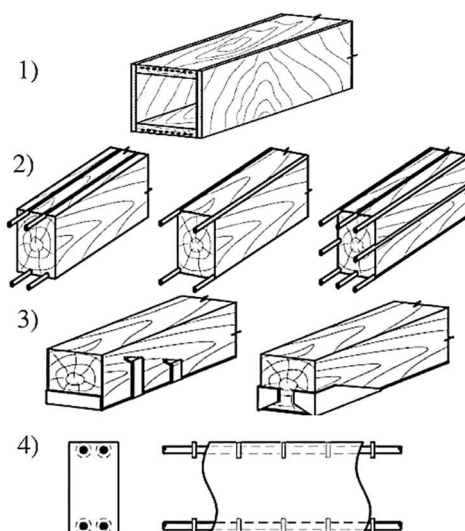


Рисунок 2 – Способы армирования деревянных конструкций

К традиционным способам усиления деревянных конструкций относится замена поврежденных конструкций или их частей новыми деревянными или металлическими элементами, установкой дополнительных элементов без изменения или с изменением схемы работы конструкции.

В настоящее время широкое применение для усиления несущих конструкций находят композитные материалы (рис. 2) [2, с. 69]. В качестве исходного сырья принимают материалы, обладающие высокими физико-механическими характеристиками: бор, углерод, кремний, арамид, оксиды алюминия и циркония.

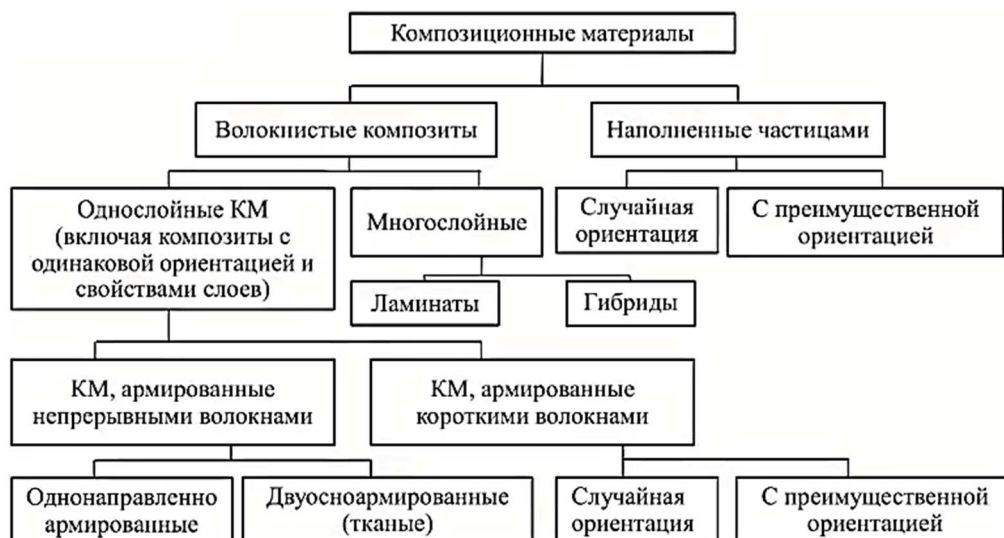


Рисунок 3 – Классификация композитных материалов в зависимости от типов наполнителей

Область применения определяется набором необходимых параметров композитных материалов, их стоимостью и эксплуатационными характеристиками (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристики различных армирующих материалов и полимерных матриц

Материал	Прочность на растяжение, МПа	Модуль упругости, ГПа	Деформация удлинения, %	Плотность, т/м ³
Стекловолокно «S»	4585	85	3,5–4,7	2,48
Базальтовое волокно	4100	110	3,5–4,7	2,8
Углеродное (высокопрочное)	4300–4900	230–240	1,9–2,1	1,8
Арамид	3200–3600	124–130	2,4	1,44
Арматурная сталь класса А400	390	205	20-30	7,8

Наибольшее распространение при усилении конструкций получило углеродное волокно. Не смотря на высокую стоимость, оно обладает высокими физико-механическими характеристиками, модулем упругости, сопоставимым со сталью, низкой гигроскопичностью (степень поглощения воды из атмосферы) в отличие от арамидных волокон [3, с. 97].

Основная диаграмма деформирования композитных материалов в сравнении с основными арматурными сталями представлена на рисунке 4. Как видно из графика, деформирование композитов происходит линейно вплоть до разрушения, сопровождается, как правило, низким развитием деформации армирующего материала.

Главными достоинствами композитных материалов являются: высокая прочность при крайне низкой массе и малых габаритных размерах, легкость монтажа, обеспечивающая возможность производства работ непосредственно на строительной площадке без использования дополнительного оборудования, коррозионная стойкость, открывающая широкие перспективы по усилению конструкций (для зданий с агрессивным технологическим процессом), возможность использования композитов для систем внешнего армирования для зданий, обладающих высокой культурной ценностью, памятников архитектуры [4, с. 134].

Композитные системы внешнего армирования деревянных конструкций могут применяться для:

1) усиления деревянных балок мостов – пролетные конструкции балок армируются ламинатом на основе углеродного волокна и эпоксидной матрицы;

2) усиление балок перекрытия (основной дефект – повреждение насекомыми на отдельных участках) – в растянутой зоне наклеиваются композитные ламинаты из углеродного волокна на эпоксидной матрице; для обеспечения огнестойкости данной конструкции в нижней зоне дополнительно приклеиваются ламели древесины толщиной порядка 25 мм;

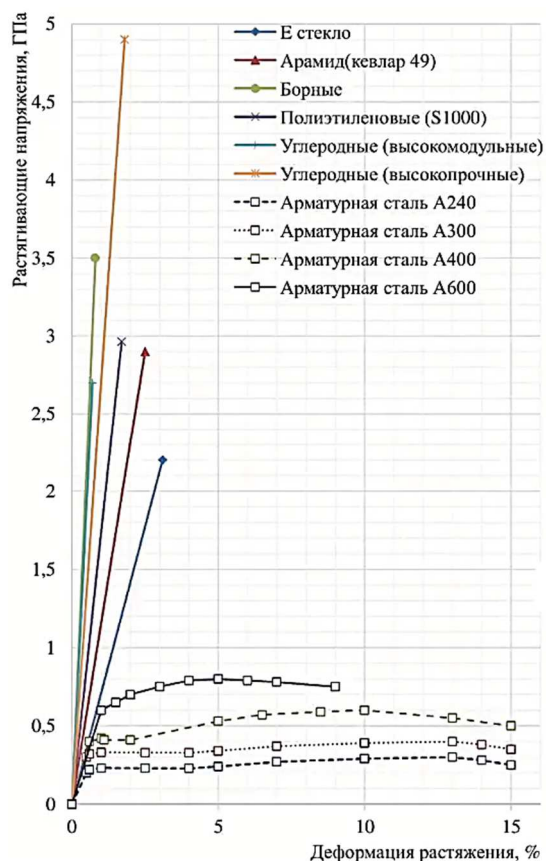


Рисунок 4 – Основная диаграмма деформирования композитных материалов в сравнении с основными арматурными сталями

3) усиление перекрытия здания – в качестве армирующего материала используются композитные ламели из углеволокна на эпоксидной матрице; для обеспечения огнестойкости производится установка дополнительного слоя древесины;

4) усиление балок перекрытия (основной дефект – чрезмерные прогибы конструкции пола) – осуществляется установка углеродных ламелей на эпоксидном клее в заранее устроенные пазы в деревянных конструкциях [5];

5) усиление балочного перекрытия (основной дефект – образование трещин) – в растянутой зоне балочной конструкции используются однонаправленные углеродные ленты с одновременным усилением сжатой зоны путем установки дополнительной балки, заключенной в обойму из композитных материалов;

6) усиление балок перекрытия – испытываются существующие конструкции, после чего осуществляется их усиление путем наклеивания в растянутой зоне однонаправленных углеродных лент на эпоксидной матрице и установкой дополнительных поперечных хомутов по длине всей конструкции; несущая способность при этом увеличивается, а деформативность снижается [5];

7) усиление обычной стропильной системы в складском здании (основной дефект – деструкция древесины опорных зон вследствие переувлажнения балочных конструкций) – выполняется путем протезирования опорных частей (установки участка здоровой древесины на вклеенных стержнях из стеклопластиковой арматуры); использование стеклопластика в такой системе обусловлено повышенной коррозионной стойкостью данных элементов, что обеспечивает дальнейшую эксплуатационную надежность конструкций [6];

8) усиление прогонов покрытия (дефекты возникли из-за ненадлежащих условий складирования и хранения клеёных конструкций) – обеспечивается дополнительное усиление опорных зон (установка под углом хомутов из однонаправленных углеродных лент для повышения сдвиговой прочности опорных сечений), а также армирование пролётной зоны данной балочной конструкции; для обеспечения надежности на соединение армирующего материала в растянутой зоне были установлены дополнительные поперечные хомуты из углеродного холста [6].

Основные проблемы, препятствующие широкому внедрению композитных систем внешнего армирования деревянных конструкций:

- отсутствие четкой нормативной базы, регулирующей применение данных композитных материалов;
- высокая стоимость полимерных композитов на основе углеродного и арамидного волокна по сравнению с традиционными материалами (сталь и т.д.);
- особенности анатомического строения древесины (низкая форма стабильности поперечных сечений при переменном температурно-влажностном режиме);
- низкая огнестойкость композитных систем внешнего армирования (необходима дополнительная защита данных систем путём установки дополнительных ламелей на термоустойчивых клеях) [7, с. 76] и т.д.

Таким образом, усиление деревянных конструкций наклеиванием композиционных материалов позволяет увеличить их несущую способность и прочность, продлить срок эксплуатации всего сооружения, а также снизить деформативность элементов. Одним из наиболее эффективных способов повышения несущей способности конструкций является внешнее армирование углепластиком. В строительстве композитные материалы на углеродной основе применяются для повышения качества и надежности, а также снижения трудоемкости, энергоемкости и материалоемкости. Разработка новых методов усиления и восстановления эксплуатационной надежности конструкций зданий и сооружений является одним из основных и перспективных направлений совершенствования реконструкции.

Литература

1. Бадьин Г.М., Сычев С.А. Современные технологии строительства и реконструкции зданий. – СПб. : БХВ-Петербург, 2013. – 85 с.
2. Келемешев А.Д. Обследование и усиление зданий : учебное пособие для студентов специальности 5В072900 – «Строительство». – Алматы : КазГАСА, 2011. – 98 с.
3. Шилин А.А., Пшеничный В.А., Картузов Д.В. Внешнее армирование железобетонных конструкций композиционными материалами. – М. : Стройиздат, 2007. – 184 с.
4. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов : Девелопмент и инновации в строительстве / сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.
5. Система внешнего армирования. – URL : <http://www.hccomposite.com/catalog/54/> (дата обращения: 26.04.2020).
6. Усиление строительных конструкций. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (дата обращения: 25.04.2020).
7. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.

References

1. Badiin G.M., Sychev S.A. Modern technologies of building construction and reconstruction. – St. Petersburg : BHV Petersburg, 2013. – 85 p.
2. Kelemeshev A.D. Surveying and strengthening of buildings : a textbook for students of specificity 5B072900 – «Construction». – Almaty : KazGASA, 2011. – 98 p.
3. Shilin A.A., Pshenichny V.A., Kartuzov D.V. External reinforcement of reinforced concrete structures by composite materials. – M. : Stroizdat, 2007. – 184 p.
4. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in the spatially reinforced compositions and their influence on the materials properties : Development and innovation in construction / a collection of articles of the International Scientific and Practical Congress. – 2018. – P. 132–136.
5. External reinforcement system. – URL: <http://www.hccomposite.com/catalog/54/> (date of address: 26.04.2020).
6. Reinforcement of building structures. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (date of address : 25.04.2020).
7. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern methods of strengthening building structures with carbon composite materials : Actual issues of urban construction, architecture and design in resort regions / Proceedings of the Second All-Russian scientific-practical conference. – 2015. – P. 75–79.

УДК 69.059

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ КОМПОЗИТНОЙ АРМАТУРЫ. ЕЁ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ



THE MAIN TYPES OF COMPOSITE REBAR. ITS ADVANTAGES AND DISADVANTAGES

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
lan.75@mail.ru

Шевчук Екатерина Алексеевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
shevchuk_ekaterina97@inbox.ru

Губская Кристина Вадимовна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
gubskaya1998@list.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные виды композитной арматуры, которые применяются на строительных площадках. Также дана информация о преимуществах и недостатках данного материала. Приведено сравнение стальной и композитной арматуры. В табличной форме описаны характеристики различных армирующих материалов и полимерных матриц, а также основные характеристики различных видов композитной арматуры. Приведена основная диаграмма деформирования композитных материалов в сравнении с основными арматурными сталями. Также дана информация о том, как работать с композитной арматурой и как определять её качество.

Ключевые слова: композитная арматура, стальная арматура, стекловолокно, базальтовое волокно, арамид, углеволокно.

Leonova Anna Nikolaevna

Ph.D., Associate Professor
of building structures,
Kuban state university of technology
lan.75@mail.ru

Shevchuk Ekaterina Alekseevna

Student,
Kuban state university of technology
shevchuk_ekaterina97@inbox.ru

Gubskaya Kristina Vadimovna

Student,
Kuban state university of technology
gubskaya1998@list.ru

Annotation. The article discusses the main types of composite rebar that are used on construction sites. It also provides information about the advantages and disadvantages of this material. The comparison of steel and composite rebar is given. The characteristics of various reinforcing materials and polymer matrices are described in tabular form, as well as the main characteristics of various types of composite reinforcement. The main diagram of deformation of composite materials in comparison with the main reinforcing steels is given. It also provides information on how to work with composite rebar and how to determine its quality.

Keywords: composite rebar, steel rebar, fiberglass, basalt fiber, aramid, carbon fiber.

Н а сегодняшний день стальная арматура является универсальным материалом с отличными механическими и технологическими свойствами, применяемым для строительства объектов из железобетона. При этом существует необходимость применения композитной арматуры, обладающей высокой химической стойкостью, радиопрозрачностью и низкой электропроводностью, для решения узкого списка проблем.

Композитная арматура является более дешёвой альтернативой обычной стальной арматуре [1]. Она легче по весу, поэтому с ней проще работать. Данная арматура не гниет и не ржавеет со временем. Фундамент или стена, армированные композитной арматурой, обладают лучшими теплоизоляционными качествами по сравнению с традиционной стальной арматурой.

Основа композитной арматуры – материал, образованный композитным волокном (стекло, углерод, базальт, арамид) (армирующие наполнители), и связующим веществом (термореактивная синтетическая смола (пластик)) (матрица). При этом широко применяются только стекловолокно и базальтовое волокно, так как армирование арамидным волокном и углеволокном имеет высокую стоимость. Но для усиления

конструкций часто применяется углеродное волокно, так как оно обладает высокими физико-механическими характеристиками, модулем упругости, сопоставимым со сталью, низкой гигроскопичностью (степень поглощения воды из атмосферы) в отличие от арамидных волокон [1].

Область применения определяется набором необходимых параметров композитных материалов, их стоимостью и эксплуатационными характеристиками (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристики различных армирующих материалов и полимерных матриц

Материал	Прочность на растяжение, МПа	Модуль упругости, ГПа	Деформация удлинения, %	Плотность, т/м ³
Стекловолокно «S»	4585	85	3,5–4,7	2,48
Базальтовое волокно	4100	110	3,5–4,7	2,8
Углеволокно (высокопрочное)	4300–4900	230–240	1,9–2,1	1,8
Арамид	3200–3600	124–130	2,4	1,44
Арматурная сталь класса А400	390	205	20–30	7,8

От матрицы зависят следующие свойства композитной арматуры: устойчивость к влаге, огню, химическая стойкость. Термореактивная смола бывает нескольких видов: полиэфирная, винилэфирная, эпоксидная, фенольная. После твердения она представляет собой твердый материал с трехмерной структурой в виде сетки [2].

Армирующие наполнители представляют собой волокна – непрерывные или штапельные, что зависит от способа изготовления. Существуют следующие виды наполнителей, зависящие от применяемого сырья при изготовлении:

- стеклянные – из неорганического стекла;
- углеродные – пиролиз органических волокон прекурсоров (полиакрилонитрильных/гидратцеллюлозных); по величине модуля упругости и пределу прочности разделяются на: общего назначения, высокопрочные, среднемодульные, высокомодульные, сверхвысокомодульные;
- базальтовые – из габродиабаза и базальта;
- арамидные – линейные волокнообразующие полиамиды (исходное сырье);
- комбинированные композиты состоят из упрочняющих наполнителей из двух или нескольких сырьевых материалов.

При подборе матрицы и наполнителя учитывается необходимость создания общей структуры, которая обеспечит оптимальные эксплуатационные характеристики (табл. 2).

Полимерную композитную арматуру обозначают в соответствии с армирующим наполнителем. Существуют следующие виды арматуры:

- АСК (АСП) – стеклокомпозитная; обладает небольшим весом, высокой прочностью, доступной стоимостью;
- ААК (ААП) – арамидокомпозитная;
- АБК (АБП) – базальтокомпозитная;
- АУК (АУП) – углекомпозитная; обладает хорошей прочностью, но из-за высокой стоимости применяется редко;
- АКК – комбинированная (стеклянное волокно + базальтовое волокно); обладает хорошей износостойкостью и доступной стоимостью.

Таблица 2 – Основные характеристики различных видов композитной арматуры

Характеристика	АСК	ААК	АБК	АУК	АКК
Предел прочности на растяжение, МПа	800	1000	800	1400	1000
Предел прочности при сжатии, МПа	300	300	300	300	300
Модуль упругости при растяжении, ГПа	50	70	50	130	100
Предел прочности при поперечном срезе, МПа	150	190	150	350	190

Для определения качества композитной арматуры в первую очередь необходимо обратить внимание на обмотку, так как от неё зависит сцепление арматуры с бетоном. Чем больше ниток в обмотке, тем лучше. Посчитать количество нитей можно на срезе арматуры [2].

Вторым важным параметром является гибкость арматуры. Арматура диаметром 8 мм гнётся руками и не должна ломаться при загибании в кольцо. Обмотка в одну нить более устойчива к сильному изгибу, так как витки сгибаются как пружина [3]. При большом количестве нитей они меньше закручены вокруг центрального стержня и при сильном изгибе начинают трещать.

При приложении максимальной нагрузки дешёвый материал с одной нитью с хрустом и резко ломается на 2 части. Дорогой материал с 4 нитями расслаивается под нагрузкой, легко трескается снаружи, но не ломается полностью.

При покупке композитной арматуры в бухтах особое внимание необходимо уделять пропитке нитей, так как от неё зависит качество поверхности материала. Применение некачественной арматуры приведёт к раннему образованию трещин в бетоне, потому что плохая пропитка не защищает арматуру от щелочной среды бетона. При этом характеристики композитной арматуры за 1–2 года могут существенно измениться, в связи с этим она может разрушиться, в местах разрушения образуются трещины. Это приведет к снижению срока эксплуатации здания.

Если при использовании стальной арматуры мы защищаем руки от ржавчины и грязи, то при использовании композитной арматуры – от проколов и стеклянных иголок [3].

Диаметр композитной арматуры измеряется штангенциркулем, ребро арматуры при этом захватывается с двух сторон. Так как композитная арматура в 2 раза крепче стали на разрыв, то заменой стальной арматуре будет композитная с ребром на пару миллиметров меньше, чем у стальной. Например, если требуется стальная арматура диаметром 10мм, то аналогом ей будет композитная диаметром 7 мм.

Композитная арматура транспортируется в бухтах диаметром от 80см до 1,75м.

Режется композитная арматура при помощи болгарки (применяется круг по бетону) или ножовки по металлу. Композитная арматура не варится, а вяжется проволокой, нейлонными хомутами или закрепляется пластиковыми клипсами. Но хомуты и проволоки не удержат конструкцию с большим весом, даже при условии, что композитная арматура легче стальной в 4–5 раз [4].

Композитная арматура в сравнении со стальной обладает рядом существенных недостатков:

- невозможность сварки каркасов (конструкции сооружают только связыванием и с помощью пластиковых клипс);
- низкий модуль упругости, что приводит к ограничению применения в вертикальных армирующих конструкциях;
- низкая огнестойкость изделий, армированных данной арматурой;
- невозможность изготовления гнутых арматурных изделий;
- невозможность гибки стержней под малым углом на месте монтажа (при необходимости их заказывают на производственных участках);
- невозможность использования в качестве сжатой арматуры;
- старение;
- более высокая стоимость и т.д.

Хотя композитная арматура пока не может выступать в качестве полноценной замены стальным усиливающим стержням, существуют области применения, в которых использование композитной арматуры является более рациональным благодаря ряду преимуществ, среди которых:

- химическая пассивность (полимерную продукцию можно использовать в щелочных и кислых средах, в условиях воздействия морской воды и дорожных химических реагентов), что открывает широкие перспективы по усилению конструкций (для зданий с агрессивным технологическим процессом);
- скорость резки композитных стержней на строительной площадке выше по сравнению с резкой стальных стержней;
- низкая теплопроводность повышает теплоизоляционные характеристики сооружения (отсутствие мостиков холода);

- устойчивость к низким температурам;
- высокая прочность;
- легкость монтажа, обеспечивающая возможность производства работ непосредственно на строительной площадке без использования дополнительного оборудования;
- возможность использования композитов для систем внешнего армирования для зданий, обладающих высокой культурной ценностью, памятников архитектуры;
- небольшая масса, что значительно облегчает транспортировку продукции, ее складирование и осуществление монтажных работ;
- отсутствие проводимости тока (в конструкциях с полимерной арматурой отсутствуют блуждающие токи), магнитоинертность и радиопрозрачность и т.д.

Отсутствие электропроводности обеспечивает востребованность композитной арматуры при строительстве объектов, где необходимо экранирование электромагнитных волн [5]. Использовать данную арматуру для электропрогрева бетона, заземления и молниеотвода невозможно.

На рисунке 1 представлена основная диаграмма деформирования композитных материалов в сравнении с основными арматурными сталями. Из графика видно, что деформирование композитов происходит линейно вплоть до разрушения, и сопровождается, как правило, низким развитием деформации армирующего материала.

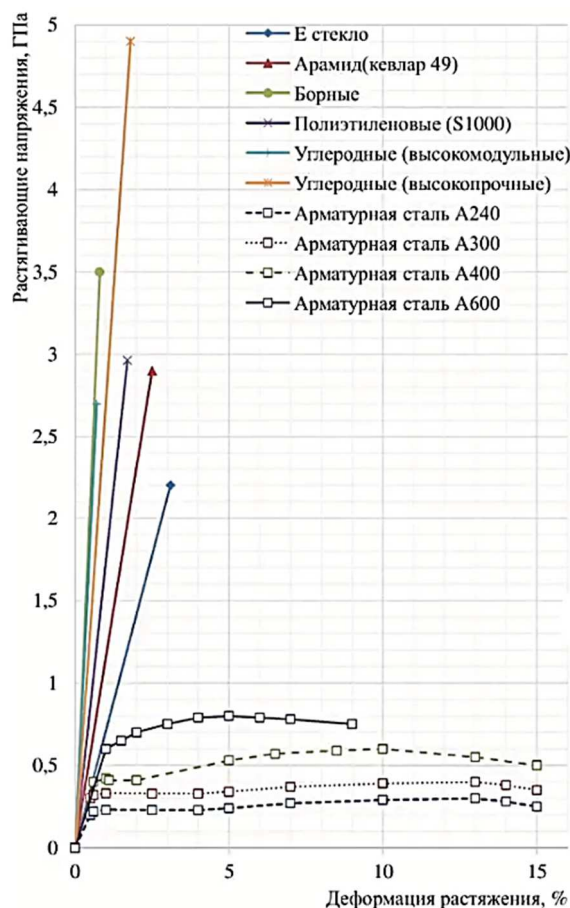


Рисунок 1 – Основная диаграмма деформирования композитных материалов в сравнении с основными арматурными сталями

Таким образом, сегодня невозможно повсеместно заменить стальную арматуру на композитную. Использование композитной арматуры целесообразно и эффективно только в том случае, когда необходимо использовать в полной мере ее свойства, которых нет у стальной арматуры. Широкое распространение получили стекловолокно и базальтовое волокно. Для усиления конструкций часто применяется углеродное волокно. Арматура из композитных материалов может использоваться для зданий с агрессивным

технологическим процессом и для систем внешнего армирования для сооружений, обладающих высокой культурной ценностью, памятников архитектуры.

Литература

1. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов : Девелопмент и инновации в строительстве / сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.
2. Бадьин Г.М., Сычев С.А. Современные технологии строительства и реконструкции зданий. – СПб. : БХВ-Петербург, 2013. – 85 с.
3. Система внешнего армирования. – URL : <http://www.hccomposite.com/catalog/54/> (дата обращения: 17.05.2020).
4. Усиление строительных конструкций. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (дата обращения: 10.05.2020).
5. Шилин А.А., Пшеничный В.А., Картузов Д.В. Внешнее армирование железобетонных конструкций композитными материалами. – М. : Стройиздат, 2007. – 184 с.
6. Гартемова Е.Б. Стекло и стеклопластики. – Волгоград : Издательство ВолгГасу, 2006. – 124 с.
7. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.

References

1. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in the spatially reinforced compositions and their influence on the materials properties : Development and innovations in construction / collection of articles of the International scientific-practical congress. – 2018. – P. 132–136.
2. Badiin G.M., Sychev S.A. Modern technologies of building construction and reconstruction. – St. Petersburg : BHV Petersburg, 2013. – 85 p.
3. External reinforcement system. – URL : <http://www.hccomposite.com/catalog/54/> (date of address: 17.05.2020).
4. Reinforcement of building structures. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (date of address : 10.05.2020).
5. Shilin A.A., Wheat V.A., Kartuzov D.V. External reinforcement of reinforced concrete structures by composite materials. – M. : Stroiizdat, 2007. – 184 p.
6. Gartemova E.B. Glass and fibreglass plastics. – Volgograd : VolgGasu Publishing House, 2006. – 124 p.
7. Tarovik V.V., Leonova A.N. Modern methods of strengthening of building constructions by carbon composite materials: Actual questions of urban building, architecture and design in resort regions / Proceedings of the Second All-Russian scientific-practical conference. – 2015. – P. 75–79.

УДК 69.059

**РАЗРАБОТКА НОВЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ФОРМ, МЕТОДОМ РАСЧЕТА,
ОПТИМИЗАЦИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ
И СООРУЖЕНИЙ**



**DEVELOPMENT OF NEW CONSTRUCTION FORMS,
METHOD OF CALCULATION, OPTIMIZATION AND RECONSTRUCTION
OF CONSTRUCTION STRUCTURES AND STRUCTURES**

Махинько Александра Сергеевна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
aleksandra.maxinko@mail.ru

Овсиенко Екатерина Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
89528376195@mail.ru

Леонова Анна Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет,
lan.75@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается разработка и применение новых конструктивных форм каркаса, методом расчета, оптимизации и реконструкции строительных конструкций и сооружений.

Ключевые слова: Разработка конструктивных форм, реконструкция конструкций, оптимизация, комбинированные системы.

Makhinko Alexandra Sergeevna

Student,
Kuban state technological university
aleksandra.maxinko@mail.ru

Ovsienko Ekaterina Alexanrovna

Student,
Kuban state technological university,
89528376195@mail.ru

Leonova Anna Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
Department of building structures,
Kuban state technological university,
lan.75@mail.ru

Annotation. The article discusses the development and application of new structural forms of the frame, by the method of calculation, optimization and reconstruction of building structures and structures.

Keywords: Development of structural forms, reconstruction of structures, optimization, combined systems.

В современных рыночных условиях во многом отпала необходимость производства большого количества однотипных конструкций, имеющих модульные размеры [1].

В последние годы все большее значение приобретает реконструкция и капитальный ремонт эксплуатируемых объектов. Перекрываемые пролеты и планировочные схемы существующих зданий и сооружений часто отличаются от модульных, что затрудняет применение серийно выпускаемых конструкций [2].

Так, например, особое значение приобрели разработка новых конструктивных форм, легких металлических конструкций с гибкой компоновочной схемой и созданием конструктивных решений, которые привели к снижению расхода металла и трудоемкости изготовления и монтажа [1].

Реконструкция конструктивной формы многопролетных легких зданий и сооружений достигается путем использования подкосно-балочной конструкции вместо подстропильных ферм.

Основными отличиями новой конструкции стального каркаса (рис 2.) в продольном направлении здания является замена V-образными колоннами¹ вместо балочно-подкосной системы. По оголовкам между ветвями соседних V-образных колонн установлены распорки 2. В поперечном же направлении на оголовки ветвей всех колонн уложены стропильные фермы 3. По верхним поясам стропильных ферм уложен и прикреплен стальной профилированный настил 4 с образованием жесткого диска по покрытию.

Путем назначения оптимальных параметров, в том числе оптимального угла ветвей V-образных колонн [3], достигается эффективность предлагаемой конструктивной схемы многопролетного здания. Схема каркаса достаточно эффективна при оптимальном угле наклона ветвей колонны, находящимся в пределах $67\text{--}73^\circ$, обеспечивается снижение расхода стали в сравнении с известной конструктивной схемой «Молодечно» на $16\text{--}21\%$ [4].

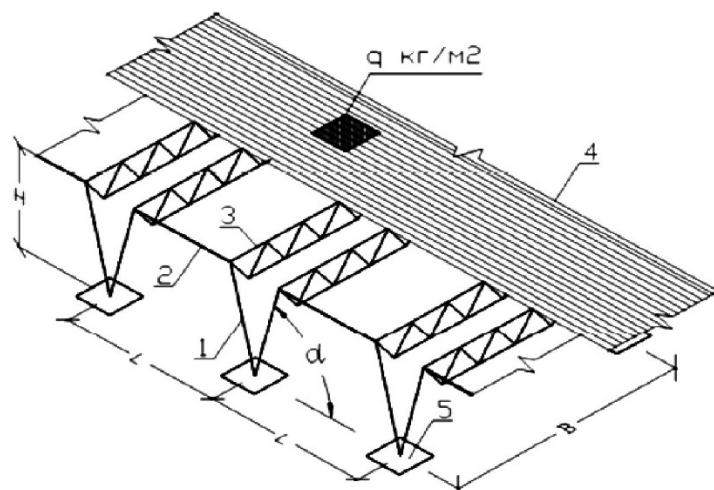


Рисунок 2 – Фрагмент конструктивной схемы здания:
 V-образная колонна; 2 – распорка; 3 – стропильная ферма;
 4 – профилированный стальной настил; 5 – фундамент

Дальнейшее снижение массы рассматриваемого каркаса многопролетного здания возможно путем оптимизации числа ячеек и определением значений L и B , а также изменением решения каркаса в поперечном направлении.

Поперечные рамы являются самой простой конструктивной схемой в каркасах с повторяющимся шагом колонн по всем рядам. На эти рамы опираются как подкрановые конструкции, так и панели перекрытия или прогоны. Такое конструктивное решение дает возможность обеспечить выполнение эксплуатационных требований в большей части машиностроительных предприятий. Даже в том случае, когда шаг колонн по внутреннему ряду относительно не большой ($6\text{--}12$ м), оборудование удобно размещается в цеху. Технологии производств, размещенных на таких металлургических производствах, как прокатные цеха, цеха раздевания слитков и другие, позволяют использование этой схемы. Эта схема удобна для бесфонарных зданий, а также зданий с продольными фонарями [2].

В случаях, с большепролетными зданиями и большим шагом колонн, эффективно применять каркасы с пространственным ригелем [3]. Ригель рамы выполняется в виде коробчатого сквозного сечение с консолями, на которые опираются конструкции фонаря.

А в относительно небольших пролетах лучше использовать сплошные рамные каркасы.

При формировании схемы каркаса есть необходимость стремиться к следующим моментам:

1. Рациональному размещению металла за счёт его концентрации в меньшем числе элементов;
2. Обеспечению самого короткого пути силового потока от мест приложения нагрузки до фундамента;
3. Совмещению в одном элементе разных функций;
4. Выбору наиболее эффективной конструктивной формы элемента и учету других факторов, увеличивающих результативность конструкции.

Объединяя плоские поперечные рамы в единую систему при помощи продольных связей и элементов (прогонов покрытия, ригелей фахверка и др), формируется пространственный каркас зданий и сооружений.

В бескрановых зданиях нагрузка от кранов и вовсе отсутствует при таких же условиях, что значительно уменьшает расчетные усилия в элементах и их металлоемкость, относительно других типов зданий.

Здания с мостовыми кранами классифицируют по типу колонн на здания с раздельными колоннами, с колоннами постоянного сечения и со ступенчатыми колоннами.

В зданиях с поперечными рамами, в которых использованы раздельные колонны, состоящие из двух рядом стоящих стоек (шатровой и подкрановой), соединенных по высоте горизонтальными планками – вертикальные крановые нагрузки передаются на подкрановые стойки, поэтому шатровая ветвь не испытывает их влияния, воспринимая лишь горизонтальные усилия от торможения крановой тележки. Основное преимущество такой схемы – сравнительная простота переоборудования колонн путем замены подкрановых стоек при техническом перевооружении и реконструкции зданий.

Так же в строительстве применяется принципиально иное конструктивное решение колонны, позволяющее воспринимать нагрузки от мостовых кранов большой грузоподъемности. Колонна ступенчато-переменного сечения разделена на надкрановую и подкрановую части. Сечения подкрановых частей таких колонн более развиты по размерам и отличаются многообразием форм.

Предпочтительное распространение в строительстве нашли рамы с решетчатым ригелем. Сопряжение ригеля с колонной может быть жестким и шарнирным. При жестком сопряжении увеличивается поперечная жесткость здания, несколько снижается металлоемкость конструкций [5]. Однако, недостатком данных рам является их чувствительность осадкам опор и температурным воздействиям. Фрагментарно уменьшить влияние этого недостатка возможно путем устройства шарнирного сопряжения стоек рамы с фундаментами. В результате этого основным предпочтением использования данных рам является простота монтажа и удобства единообразия опорных узлов, что и послужило условиями для массового использования данных конструкций особенно при использовании типовых решений. При малоуклонных кровлях применяют фермы полигонального очертания с элементами из парных уголков, широкополочных тавров, труб и других сечений). Для шарнирного сопряжения полигональной фермы с колонной обычно предусматривают опорные стойки двутавровых сечений, которые крепят к оголовку колонны сверху на монтажной сварке. Стропильные же фермы крепят к опорным стойкам на болтах.

Предпочтительнее к использованию конструкции опорной стойки и опорных узлов типовой стропильной фермы из парных уголков. Подобным образом используются опорные узлы полигональных стропильных ферм с элементами других сечений.

Шедовые конструкции покрытия используются при строительстве зданий в регионах, где вероятность угрозы снежных заносов минимальна, в результате чего можно добиться более удобного решения вопросов освещения и аэрации. Данные конструкции нашли широкое применение в зарубежной практике и, довольно часто, использовались в практике отечественного строительства прошлых лет. Однако в последнее время шедовые конструкции были вытеснены типовыми конструкциями полигональных ферм [6].

Таким образом, разрабатываемые новые конструктивные формы позволят снизить затраты труда. Это в итоге приводит к снижению единовременных затрат на возведение сооружений. Также существенным преимуществом таких конструкций являются повышенные прочностные характеристики. Рассматриваемые конструктивные решения, наиболее эффективные с точки зрения требований технической и экономической целесообразности.

Литература

1. Егоров В.В. Развитие конструктивных форм и методов расчета комбинированных систем шпренгельного типа : дис. ... д-ра техн. наук: 05.23.01; защищена 20.09.04. – СПб., 2004. – 506 с. – Библиогр.: с. 477–506.
2. Привалов И.Т., Фисун В.А., Сазыкин И.А. Реконструкция и модернизация зданий, сооружений и застройки. – М. : РГОТУПС, 2008. – 77 с.
3. Салахутдинов М.А., Кузнецов И.Л. Оптимизация параметров нового конструктивного решения стального каркаса многопролетного здания // Известия КГАСУ. – 2012. – № 2 (20). – С. 94–98.
4. Салахутдинов М.А., Кузнецов И.Л. Новые конструктивные решения стальных каркасов легких многопролетных зданий // Известия КГАСУ. – 2011. – № 1(25). – С. 88–92.

5. Егоров В.В, Григорьев П.Н., Судаков А.Н. Анализ изгибно-крутильных колебаний комбинированных систем шпренгельного типа // Известия ПГУПС. – 2011. – № 4. – С. 97–105.
6. Фридкин В.М. Формообразование строительных конструкций : монография / ФГБОУ ВПО МГСУ. – 2011. – 171 с.

References

1. Egorov V.V. Development of Structural Forms and Methods of Calculation of Combined Sprangel Type Systems: Discs. ... Doctor of Engineering: 05.23.01; defended 20.09.04. – SPb., 2004. – 506 p. – Bibliogr.: P. 477–506.
2. Privalov I.T., Fisun V.A., Sazykin I.A. Reconstruction and modernization of buildings, constructions and buildings. – M. : RGOTUPPS, 2008. – 77 p.
3. Salakhutdinov M.A., Kuznetsov I.L. Optimization of the parameters of a new structural solution of the steel frame of the multispans building // Izvestia KGASU. – 2012. – № 2 (20). – P. 94–98.
4. Salakhutdinov M.A., Kuznetsov I.L. New structural solutions for the steel skeleton of the light multispans buildings // Izvestia KGASU. – 2011. – № 1(25). – P. 88–92.
5. Egorov V.V., Grigoriev P.N., Sudakov A.N. The analysis of the bending and torsion oscillations of the combined spring-type systems // Izvestia PGUPS. – 2011. – № 4. – P. 97–105.
6. Friedkin V.M. Formation of building structures : monograph / FSBOU VPO MSCU. – 2011. – 171 p.

УДК 69.059

УСИЛЕНИЕ КОЛОНН КОМПОЗИТНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ



REINFORCEMENT OF COLUMNS WITH COMPOSITE MATERIALS

Панеш Джанета Аслановна
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
pdzaneta@gmail.com

Макаренко Наталия Андреевна
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
maknatali97@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные повреждения, дефекты и деформации колонн. Приведен список необходимых требований, которые должны соблюдаться при реконструкции колонн. Дан основной перечень традиционных методов усиления стальных, железобетонных и кирпичных колонн. Также дано определение колонны и сказано о функциях, которые она выполняет. Подробно рассмотрен современный метод усиления колонн – применение композитных материалов. Сказано о преимуществах углеволокна. В статье описано, как происходит процесс производства работ по усилению и ремонту колонн с применением углепластиковых ламелей, углеродных сеток и лент.

Ключевые слова: колонна, усиление, композитные материалы, углеволокно, углепластик, лента, ламель.

Panesh Dzhaneta Aslanovna
Student,
Kuban state university of technology
pdzaneta@gmail.com

Makarenko Natalia Andreevna
Student,
Kuban state university of technology
maknatali97@mail.ru

Annotation. The article deals with the main damages, defects and deformations of columns. The list of necessary requirements that must be met during the reconstruction of columns is given. The main list of traditional methods of strengthening steel, reinforced concrete and brick columns is given. The definition of a column is also given and the functions it performs are described. The modern method of strengthening columns – the use of composite materials-is considered in detail. It is said about the advantages of carbon fiber. The article describes how the process of work on strengthening and repairing columns with the use of carbon fiber lamellas, carbon meshes and tapes takes place.

Keywords: column, reinforcement, composite materials, carbon fiber, carbon fiber, tape, lamella.

В гражданском и промышленном строительстве колонна – это вертикальная строительная конструкция, служащая поддержкой и опорой, благодаря которой происходит распределение нагрузки от горизонтальных элементов сооружения [1, с. 76]. Колонны создают каркасную конструктивную схему. Материалом для их изготовления может служить: металл, железобетон, камень, кирпич, композитный материал [1, с. 78]. В процессе эксплуатации зданий и сооружений колонны подвергаются воздействию различных факторов, а при появлении дефектов необходимо восстанавливать их целостность.

При реконструкции колонн необходимо обязательно соблюдать некоторые требования:

- конфигурацию колонны желательно не менять, но при необходимости это делать можно, главное, чтобы изменения были минимальными;
- используемые системы не должны увеличивать весовые и эксплуатационные нагрузки;
- материал, используемый при реконструкции, должен прочно закрепляться и не смещаться вниз по конструкции;
- все работы должны производиться в минимальные сроки или одновременно с другими работами [2, с. 97].

Существуют следующие основные повреждения, деформации и дефекты колонн:

- отклонения по вертикальной оси;
- коррозия арматуры (при карбонизации, отсутствии или разрушении бетонного защитного слоя);

- выгиб рабочего арматурного стержня от нагрузки, выгиб или погнутость стальных элементов колонн;
- разного вида трещины, возникающие из-за повышенной нагрузки, а также усадки зданий или снижения прочности бетона;
- сколы, появляющиеся от механического или огневого воздействия;
- появление шелушения при регулярном контакте бетонной поверхности с агрессивной средой;
- отслоения при возгораниях, коррозионных изменениях арматурного каркаса, воздействии щелочей или ледяной корки и т.д.

При циклическом оттаивании и замораживании, а также повышенном увлажнении и высыхании конструкций через некоторое время происходит полное разрушение строительных объектов [3, с. 134].

Усиление колонн можно производить разными традиционными способами: увеличением поперечного сечения благодаря приварке элементов (стержни, прокатные профили, листы); уменьшением расчетной длины благодаря введению распорных элементов (в плоскости и из плоскости) – для стальных; обжатием стальной обоймой с помощью установки стальных прокатных уголков по углам колонны на всю расчетную высоту, стягивания их горизонтальными планками и установкой опорных элементов, что ведет к обеспечению восприятия и дальнейшей передаче вертикальных усилий; устройством арматурного каркаса с каждой стороны с присоединением его к телу колонны и дальнейшего обетонирования каждой стороны с обеспечением сцепления нового бетона с существующим; увеличением продольного рабочего армирования с помощью приваривания дополнительных стержней к существующим, которые располагаются в углах поперечного сечения, после этого осуществляется обетонирование конструкции – для железобетонных; обжатием стальной обоймой – для кирпичных [4, с. 153].

На сегодняшний день для усиления колонн применяются материалы из углеволокна. Композитные материалы, армированные углеродным волокном, могут применяться на внешних поверхностях для восстановления утерянной несущей способности колонн в случае потери части сечения арматуры из-за её коррозии или же для повышения несущей способности, когда происходит увеличение действующих нагрузок на колонну [5]. При работе с композитными материалами обязательно используются персональные защитные средства (перчатки, маски и т.д.)

Для увеличения несущей способности колонн на действие продольной силы композитные материалы наклеиваются в поперечном сечении. Также с помощью приклеивания углеволокна можно создать эффект обоймы (рис. 1).

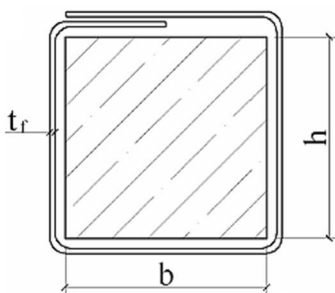


Рисунок 1 – Сечение усиленной колонны:
 t_r – толщина обоймы; $b \cdot h$ – сечение колонны

На основании уровня разрушения объекта и анализа усилий, из-за которых произошло разрушение, подбирается разновидность углепластиковых ламелей, углеродных лент и сеток.

Углеволокно является одним из ведущих методов усиления колонн, так как отвечает всем требованиям, предъявляемым к системам внешнего армирования. После применения композитных материалов: повышается несущая способность усиливаемой конструкции; появляется устойчивость к любым внешним воздействиям; повышается жесткость конструкции колонны и консоли; увеличиваются технико-эксплуатационные

возможности для постоянной и временной полезной нагрузок; не меняются вес и геометрическая форма строительной конструкции; нет необходимости в проведении сварочных работ; обеспечивается непрерывность технологических и производственных процессов; несущая способность конструкции восстанавливается минимум на 90 % [5].

Процесс производства работ по ремонту и усилению колонн с применением углепластиковых ламелей, углеродных сеток и лент происходит следующим образом:

1. Обследование конструкций, определение разрушающих факторов, составление карты дефектов.
2. Разгрузка строительного объекта, монтаж опор.
3. Составление плана выполнения работ по усилению и ремонту поврежденной конструкции (полный перечень необходимых мероприятий).
4. Выравнивание поверхности: подготовка шпатлёвки для ремонта дефектов поверхности (соотношение 100:15 по массе); выравнивание поверхности ремонтным составом (толщина первого слоя состава – 3–4 мм).
5. Зачистка зоны ремонта и арматурного каркаса от ржавчины и пыли. Нанесение слоя грунтовки.
6. Для снятия лишнего напряжения с колонны выполняются скругления на углах/фаски.
7. Производится нанесение эпоксидных составов. Осуществляется монтаж и прикатка углеполотна, сеток, ламелей и лент. Количество слоев зависит от подобранной по результатам расчетов схемы укрепления [5]. Эпоксидные клеящие составы полимеризуются. При необходимости производятся отделочные работы [6, с. 24].

Перед монтажом углепластиковых ламелей и углеродных лент на конструкцию наносится разметка с помощью линейки и маркера. Монтаж может производиться несколькими методами. Ниже приведена последовательность выполнения процесса усиления композитным материалом [7, с. 67].

Сухой метод:

1. Смешение связующего. Соотношение 100:50 по массе.
2. Раскрой углеродной ленты.
3. Нанесение адгезива на поверхность.
4. Монтаж углеродной ленты.
5. Нанесение укрывающего слоя.
6. Присыпка песком.
7. Нанесение защитного покрытия [8, с. 503].

Мокрый метод:

1. Смешение связующего. Соотношение 100:30 по массе.
2. Раскрой углеродной ленты.
3. Нанесение адгезива на поверхность.
4. Пропитка ленты с двух сторон адгезивом.
5. Монтаж углеродной ленты мокрым методом.
6. Присыпка песком.
7. Нанесение защитного покрытия.

Усиление должно производиться при температуре тела колонны и воздуха не ниже +5 °С. При данных условиях новый слой композитного материала помещается на колонну не ранее четырех часов. Нагружать колонну разрешается через 48 часов [9, с. 288].

Таким образом, на сегодняшний день существует инновационный метод усиления колонн – применение материалов на основе углеволокна. Для осуществления быстрого и качественного усиления необходимо производить правильный расчет и подбор компонентов. Благодаря применению композитных материалов обеспечивается оперативное выполнение заданий по укреплению колонн обоями, восстановлению несущей способности конструкции, компенсирование продольного и поперечного дефицита армирования. Размеры конструкции не увеличиваются, а усиление визуально не заметно.

Литература

1. Таровик В.В., Леонова А.Н. Современные способы усиления строительных конструкций углеродными композитными материалами : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 75–79.

2. Ключев С.В., Ключев А.В., Лесовик Р.В. Усиление строительных конструкций композитами на основе углеволокна : монография. – Lambert, 2011. – 123 с.
3. Леонова А.Н., Курочка М.В. Структурные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов : Девелопмент и инновации в строительстве / сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–136.
4. Шилин А.А., Пшеничный В.А., Картузов Д.В. Внешнее армирование железобетонных конструкций композиционными материалами. – М. : Стройиздат, 2007. – 184 с.
5. Усиление строительных конструкций. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (дата обращения: 30.05.2020).
6. Ключев С.В. Усиление и восстановление конструкций с использованием композитов на основе углеволокна // Бетон и железобетон. – 2012. – № 3. – С. 23–26.
7. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Кривенкова Т.В. Особенности усиления строительных конструкций композитными полимерными материалами в условиях высоких и низких температур // Перспективы науки. – 2019. – № 5 (116). – С. 64–69.
8. Леонова А.Н., Софьяников О.Д., Скрипкина И.А. Особенности усиления металлических конструкций композитными материалами при воздействии агрессивной среды // Вестник МГСУ. – 2020. – Т. 15. – № 4. – С. 496–509.
9. Дворная З.Л., Леонова А.Н. Достоинства и недостатки различных методов усиления железобетонных колонн // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 287–289.

References

1. Tarovik V.V., Leonova, A.N. Modern methods of strengthening of building constructions by carbon composite materials : Actual questions of city building, architecture and design in resort regions / Proceedings of the Second All-Russian scientific-practical conference. – 2015. – P. 75–79.
2. Klyuev S.V., Klyuev A.V., Lesovik R.V. Strengthening of Building Structures by Composites on the Basis of Carbon Fiber : a Monograph. – Lambert, 2011. – 123 p.
3. Leonova A.N., Kurochka M.V. Structural defects in spatially reinforced compositions and their influence on material properties : Development and innovations in construction / collection of articles of the International Scientific and Practical Congress. – 2018. – P. 132–136.
4. Shilin A.A., Pshenichny V.A., Kartuzov D.V. External reinforcement of the reinforced concrete structures by the composite materials. – M. : Stroizdat, 2007. – 184 p.
5. Reinforcement of building structures. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (date of address: 30.05.2020).
6. Klyuev S.V. Structures strengthening and restoration using the composites on the carbon fiber axis // Concrete and reinforced concrete. – 2012. – № 3. – P. 23–26.
7. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Krivenkova T.V. Peculiarities of the building structures strengthening by the composite polymer materials under the high and low temperature conditions // Proc. of science. – 2019. – № 5 (116). – P. 64–69.
8. Leonova A.N., Sofianikov O.D., Skripkina I.A. Peculiarities of the composite metal structures strengthening by the composite materials under the aggressive medium // MSCU Newsletter. – 2020. – Vol. 15. – № 4. – P. 496–509.
9. Dvornaya Z.L., Leonova A.N. Advantages and disadvantages of the various methods of an iron-concrete column strengthening // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 2. – P. 287–289.

УДК 69.059

МЕТОДЫ УСИЛЕНИЯ ФУНДАМЕНТОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ИСТОРИЧЕСКИХ ПАМЯТНИКОВ АРХИТЕКТУРЫ



METHODS FOR STRENGTHENING FOUNDATIONS IN THE RECONSTRUCTION OF HISTORICAL MONUMENTS

Ратиева Екатерина Андреевна

магистрант
кафедры строительных конструкций,
Кубанский государственный
технологический университет
wertay77@yandex.ru

Ratieva Ekaterina Andreevna

Master student
of the Department of Building Structures,
Kuban state technological university
wertay77@yandex.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору современных методов усиления фундаментов. В статье приведены основные работы по ремонту и усилению фундаментов, а также приведены методы усиления фундаментов и условия их применения.

Annotation. This article is devoted to the review of modern methods of strengthening foundations. The article presents the main works on repairing and strengthening foundations, as well as methods of strengthening foundations and conditions for their application.

Ключевые слова: методы усиления фундамента, несущая способность, реконструкция, деформации.

Keywords: methods of strengthening the Foundation, load-bearing capacity, reconstruction, deformation.

Необходимость в восстановлении эксплуатационной надежности фундаментов возникает в случае реконструкции и реставрации зданий и сооружений и связанным с ней увеличением интенсивности эксплуатационной нагрузок и в случае необходимости восстановления несущей способности фундаментов, утраченной в процессе эксплуатации из-за естественной коррозии, механических повреждений, дефектов, при монтаже, усадке и осадке и т.д.

В нашей стране сохранилось огромное количество памятников архитектуры, которые являются важными историческими объектами. Многие из них либо частично деформированы, либо разрушены основательно. Существует такое явление в строительстве, как реконструкция и реставрация, которые играют огромную роль в сохранении культурного наследия несомненно. Есть множество примеров на территории нашей страны, когда исторические памятники являются значимыми для конкретного населенного пункта, необходимость в сохранении которых – очевидна.

Неудовлетворительное состояние этих сооружений, как правило, связано с такими проблемами, как:

- трещины в стенах и других несущих элементах;
- сырость в нижних этажах из-за нарушения гидроизоляции;
- изменение уровня грунтовых вод;
- засорение дренажей;
- перекос конструкций из-за неравномерных осадок фундамента.

В виду повышенной важности зданий, при реконструкции и реставрации архитекторам приходится соблюдать максимальную осторожность. Помимо этого возникает сложность проведения работ из-за стесненных условий, ветхих несущих конструкций, невозможности вмешательства при усилении исторического фасада здания, с целью сохранения первоначального облика, как на стадии изысканий, так и на стадии строительных работ.

Наиболее распространенными случаями разрушения зданий являются те, при которых устраивают и усиливают фундаменты. Потому тема усиления фундаментов очень актуальна.

Долговечность и износостойчивость фундаментов зависит от факторов, влияющих на несущую способность грунтов оснований, таких как, строительство новых подземных сооружений, возведение зданий в условиях плотной городской застройки, увеличение эксплуатационной нагрузки от существующих зданий, ошибки проектировщика на стадии проектирования.

Работы по переустройству фундаментов могут выполняться по двум направлениям: восстановление несущей способности оснований и ее повышение; ремонт и усиление фундаментов.

К основным работам по ремонту и усилению фундаментов относятся: усиление оснований и фундаментов; уширение подошвы фундаментов; увеличение глубины заложения; полная или частичная их замена.

Методы усиления фундаментов или реконструкции бывают:

1. Усиление фундаментов методом цементации пустот в кладке.

Применение: при образовании пустот в швах кладки и небольших разрушений материала фундамента; нагрузка на фундамент не увеличивается или увеличивается незначительно.

Существует два способа: внутренний и сквозной.

В первом случае скважины бурятся в бетонном покрытии так, чтобы расстояние от её нижней точки до основания фундамента составляло по меньшей мере 30 см., при сквозной цементации фундамент пробуривается целиком – так, что скважина проходит через него под углом и уходит в грунт на глубину до 50 см. Таким образом достигается не только укрепление конструкции и увеличение общего количества точек опоры, но и заполняются пустоты под подошвой, делая её более устойчивой при пучении.

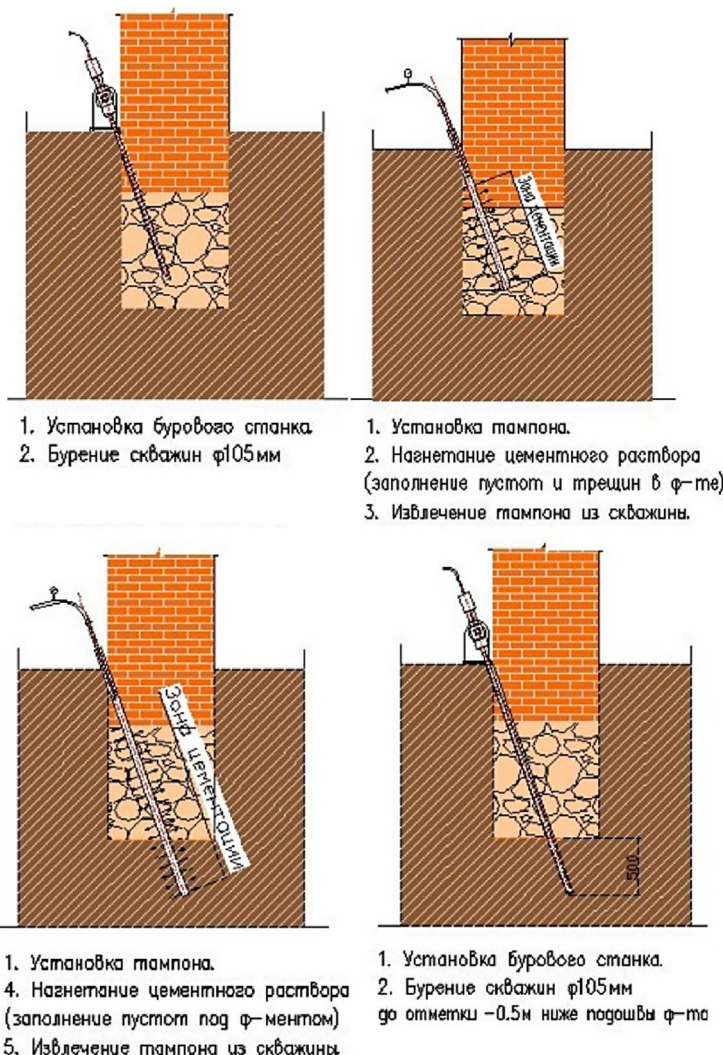


Рисунок 1 – Усиление фундаментов методом цементации пустот в кладке

2. Усиление фундаментов при помощи частичной замены кладки фундамента.

Применение: при средней степени разрушения материала фундамента (нагрузка на фундамент не увеличивается или увеличивается незначительно; при достаточной несущей способности основания).

3. Усиление фундаментов обоймами: без уширения подошвы фундамента; с уширением подошвы фундамента.

Применение: без уширения подошвы фундамента – при значительном разрушении материала фундамента; с уширением подошвы фундамента – при увеличении нагрузки на фундамент и недостаточной несущей способности основания.

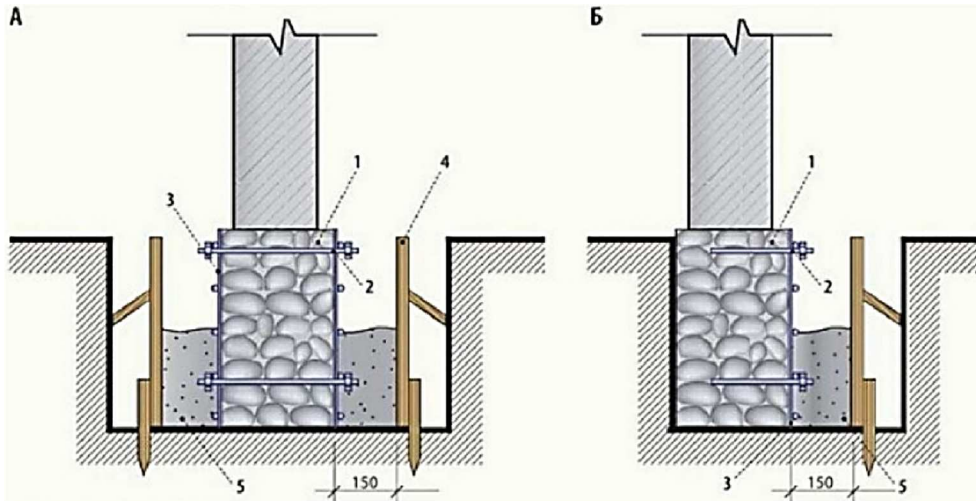


Рисунок 2 – Усиление фундаментов обоймами:

А – двухстороннее; Б – одностороннее;

1 – бутовый фундамент; 2 – анкер; 3 – арматурная сетка; 4 – опалубка; 5 – бетонная смесь

Это лёгкая и удобная технология, которая подходит для укрепления фундаментов неглубокого залегания. Её под силу сделать самостоятельно.

4. Усиление фундаментов при помощи подведения конструктивных элементов под существующие фундаменты: плит; столбов; стен.

Применение: Плит – при большой толщине слабых грунтов в основании; столбов – при неглубоком залегании несущего слоя грунта; стен – то же, а также в случае увеличения глубины заложения фундамента при устройстве подвалов, при необходимости передачи нагрузки на более прочные грунты

5. Усиление фундаментов подведением новых фундаментов

Применение: При коррозионном или ином разрушении фундамента; при необходимости значительного увеличения нагрузок, глубины заложения и изменении конструкций подземной части зданий и сооружений.

6. Усиление фундаментов при помощи вдавливаемых свай

Применение: При значительном увеличении нагрузок; при наличии подстилающих прочных грунтов; при невозможности проведения работ непосредственно под подошвой фундамента.

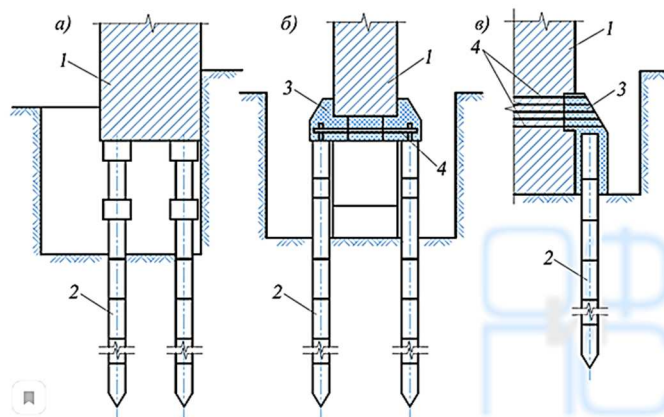


Рисунок 3 – Схемы усиления фундаментов составными сваями

1 – Существующий фундамент; 2 – свая; 3 – железобетонные балки; 4 – тяги

7. Усиление фундамента подведением свай под подошву фундамента.

Применение: В маловлажных грунтах; при небольшой глубине существующего фундамента и невозможности уширения его подошвы.

8. Усиление фундамента при помощи пересадки его на выносные сваи

Применение: В водонасыщенных грунтах; при относительно большой глубине залегания прочного слоя грунта.

9. Усиление фундамента буронабивными сваями.

Применение: При значительном увеличении нагрузок и большой толщине слабых грунтов в основании; в сложных условиях реконструкции и строительства.

При усилении ленточных фундаментов буронабивными сваями выполняют следующие этапы работ:

I – вдоль стен разрабатывают шурфы или траншеи и устанавливают крепления; в стене над обрезом фундамента пробивают продольную борозду (штрабу), которая промывается, и в нее на растворе укладывают металлическую разгрузочную балку. Балку перед установкой обматывают проволокой. После установки балка может быть забетонирована;

II – производят бурение скважин, монтируют арматурные каркасы и бетонируют сваи. Бурение выполняют ручным или механизированным способом в зависимости от стесненности площадки и габаритов оборудования;

III – пробивают сквозные отверстия в существующем фундаменте, устанавливают металлические поперечные балки, необходимые для задавливания свай в грунт и включения их в работу. Поперечные балки необходимы также для более надежного сопряжения ростверка с существующим фундаментом;

IV – производят задавливание свай в грунт домкратами и заклинивание балок;

V – устанавливают опалубку и бетонируют ростверк, который выполняется прерывистым или сплошным по всей длине фундамента; в последнем случае достигается более жесткое сопряжение. После схватывания бетона крепление и опалубку снимают, а траншею засыпают грунтом с тщательным трамбованием.

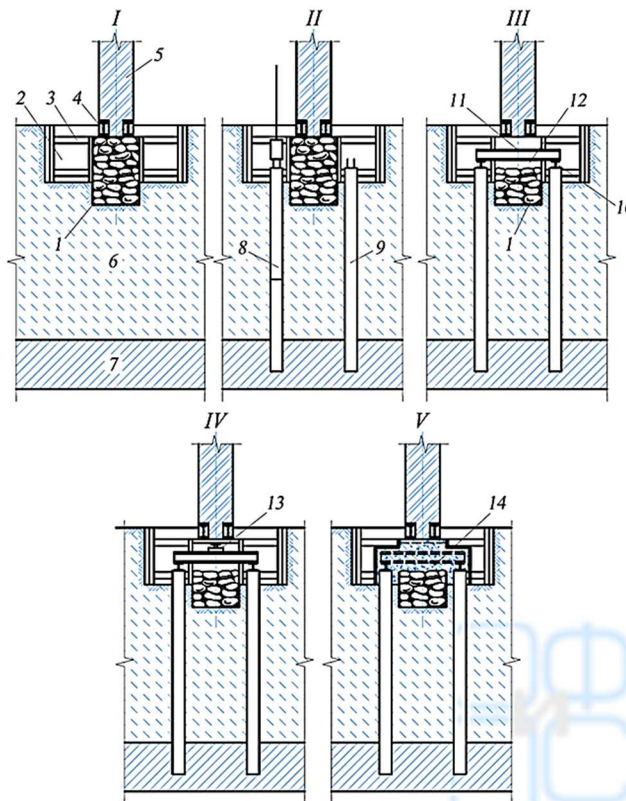


Рисунок 4 – Этапы работ по усилению ленточных фундаментов набивными сваями:

- 1 – фундамент; 2 – шурф; 3 – крепление шурфа; 4 – разгрузочная балка; 5 – стена; 6 – слабый грунт;
7 – прочный грунт; 8 – скважина для сваи; 9 – буронабивная свая; 10 – продольная балка;
11 – поперечная балка; 12 – отверстия в усиливаемом фундаменте; 13 – домкрат;
14 – железобетонный ростверк

10. Усиление фундамента корневидными буро-инъекционными сваями.

Применение: То же, а также при невозможности частичной разборки существующих фундаментов и в стесненных условиях строительства.

11. Усиление фундамента конструкциями, возводимыми способом «стена в грунте», Усиление фундаментов опускными колодцами.

Применение: При значительном увеличении нагрузок; в сложных условиях реконструкции подземных частей зданий и сооружений.

12. Усиление фундаментов при помощи передачи части нагрузок на дополнительные фундаменты.

Применение: При сложных сочетаниях нагрузок и в особых условиях выполнения работ по реконструкции.

13. Переустройство столбчатых фундаментов.

Применение: При значительных неравномерных деформациях основания; изменении величины нагрузок и статической схемы работы фундаментов; установке дополнительного оборудования; изменении конструктивной схемы здания или сооружения; необходимости значительного повышения жесткости здания.

14. Возвращение просевшего фундамента в первоначальное или горизонтальное положение.

Применение: При просадке и значительном перекосе (крене) фундаментов для исправления положения эксплуатируемых зданий или сооружений в случае сохранения их устойчивости.

Как видно из перечня способов усиления фундаментов, существует множество случаев, при которых необходимо усиление. В ряде случаев установлено, что жесткость сооружений либо грамотное устройство фундаментов позволит обеспечить безопасность, долговечность конструкции.

Литература

1. Каменные и армокаменные конструкции : СП 15.13330.2012 «СНиП II-22-81» / утв. Приказом Минстроя России от 18 ноября 2016 г. № 821/пр.
2. Стальные конструкции: СП 16.13330.2017 «СНиП II-23-81» / утв. Приказом Минстроя России от 27 февраля 2017 г. № 126/пр.
3. Одолевская А.А., Леонова А.Н. Строительные материалы будущего : Проектирование и строительство автономных, энергоэффективных зданий / сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 142–147.
4. Андрианов К.А. Расчёт усиления конструкций перед реконструкцией и капитальным ремонтом : учебное пособие / К.А. Андрианов, В.И. Леденев, И.В. Матвеева. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012. – 112 с.
5. Леонова А.Н., Гаврилов Г.В., Вороной А.А. База данных учебного материала «антикоррозионная защита и восстановление строительных конструкций» / Свидетельство о регистрации базы данных RU 2019621231, 10.07.2019. – Заявка № 2019621119 от 01.07.2019.
6. Полный справочник проектировщика / авт.-сост. Н.В. Белов. – Минск : Харвест, 2011. – 480 с.
7. Белый Д.А., Леонова А.Н. Способы усиления фундаментов мелкого заложения : Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / сборник статей Международной научно-практической конференции; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2017. – С. 13–16.
8. Поддубский А.В., Леонова А.Н. Современные технологии строительства фундаментов в сейсмоопасных районах : Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Третьей Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – 2016. – С. 108–110.

References

1. Stone and reinforced stone structures : SP 15.13330.2012 «SNiP II-22-81» / Approved by Order of the Ministry of Construction of Russia from November 18, 2016 № 821/pr.
2. Steel structures : SP 16.13330.2017 «SNiP II-23-81» / Approved by Order of the Russian Ministry of Construction of 27 February 2017 № 126/pr.

3. Odoevskaya A.A., Leonova A.N. Construction materials of the future : Design and construction of autonomous, energy-efficient buildings / collection of articles of International scientific-practical conference. – 2018. – P. 142–147.
4. Andrianov K.A. Calculation of a structure reinforcement before reconstruction and overhaul : a textbook / K.A. Andrianov, V.I. Ledenev, I.V. Matveeva. – Tambov : Federal State Budgetary Institution of Higher Professional Education «TSTU» Publishing House, 2012. – 112 p.
5. Leonova A.N., Gavrilov G.V., Voronoy A.A. Database of training material «Anticorrosion protection and restoration of building structures» / Certificate of registration of database RU 2019621231, 10.07.2019. – Application № 2019621119 of 01.07.2019.
6. Complete Designer's Guide / Aut.-Component. N.V. Belov. – Minsk : Harvest, 2011. – 480 p.
7. Belyi D.A., Leonova A.N. Ways to strengthen the foundations of shallow laying : Ecological, engineering, economic, legal and administrative aspects of the development of construction and transport infrastructure / a collection of articles of the International Scientific and Practical Conference; FSBEI VO «Kuban State Technological University». – 2017. – P. 13–16.
8. Poddubskiy A.V., Leonova A.N. Modern technologies of the foundation construction in the earthquake-prone areas : Actual issues of the urban construction, architecture and design in the resort regions / Proceedings of the Third All-Russian scientific-practical conference of young scientists. – 2016. – P. 108–110.

УДК 656.073

**ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПЕРЕВОЗОК ПАССАЖИРОВ,
ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ ТРАНСПОРТА В ГОРОДАХ**



**FEATURES OF ORGANIZATION
OF INTERCITY TRANSPORTATION OF LARGE-SIZED CARGO**

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Тихомиров М.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы в области организации перевозок пассажиров, осуществляемых различными видами транспорта в городах. Развитие транспортной инфраструктуры крупных городов, в период интенсивность урбанизации – важнейший процесс, позволяющий обеспечить социально-экономический рост самих городов, так и всей страны в целом, а также отдельных ее регионов. Наличие развитой транспортной инфраструктуры, с высокими показателями качества обслуживания населения, создает комфортные условия для жизни и работы людей на этой территории. Также наличие прогрессивной транспортной инфраструктуры является важнейшим фактором устойчивого развития, повышения инвестиционной привлекательности региона, и роста занятости населения.

Ключевые слова: автомобильные транспорт, транспортная инфраструктура, экономика, транспортный комплекс, городской пассажирский транспорта.

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Nadiryan S.L.

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Tikhomirov M.A.

Kuban state technological university

Annotation. The article deals with issues in the field of organization of passenger transportation carried out by various modes of transport in cities. The development of transport infrastructure in large cities during the period of rapid urbanization is an important process that allows for the socio-economic growth of the cities themselves, as well as the entire country as a whole, as well as its individual regions. The presence of a developed transport infrastructure, with high indicators of the quality of public services, creates comfortable conditions for people to live and work in this area. Also, the presence of a progressive transport infrastructure is an important factor for sustainable development, increasing the investment attractiveness of the region, and increasing employment.

Keywords: automobile transport, transport infrastructure, economy, transport complex, urban passenger transport.

Развитие транспортной инфраструктуры крупных городов, в период интенсивность урбанизации – важнейший процесс, позволяющий обеспечить социально-экономический рост самих городов, так и всей страны в целом, а также отдельных ее регионов. Наличие развитой транспортной инфраструктуры, с высокими показателями качества обслуживания населения, создает комфортные условия для жизни и работы людей на этой территории. Также наличие прогрессивной транспортной инфраструктуры является важнейшим фактором устойчивого развития, повышения инвестиционной привлекательности региона, и роста занятости населения [1–3].

В России всего проживает 146 748 590 человек из них в городах проживает 109 453 533 человек, то есть городское население составляет 74,59 % от общего количество, что говорит о высокой степени урбанизации нашей страны.

Крупные города привлекают население высоким уровнем жизни по сравнению с сельской местностью. С ростом в городах возникают множество проблем, профессор Е.М. Лобанов выделяет автомобилизацию, как одну из главных транспортных проблем. В своей работе он говорит о том, что процесс автомобилизации проходил практически по одной закономерности для всех стран: линейный рост количества автомобилей до уровня 300–350 авт/1000 жителей, затем замедление роста и стабилизация при уровне

550 ±50 авт/1000 жителей. При этом долгое время в нормах при проектировании были заложены значения в 60 авт/ 1000 жителей, именно по этим нормам была создана УДС современных городов. Лобанов выделяет следующие недостатки:

- малая удельная плотность магистральных улиц и неразвитость сети местных улиц;
- низкая пропускная способность улиц и пересечений
- совмещенное движение общественного пассажирского транспорта, легкового и грузового движения;
- применение для регулирования движения устаревших методов и технических средств, ориентированных на движение транспортных потоков малой плотности;
- отсутствие системы информационного обеспечения городского движения;
- практическое отсутствие системы обеспечения парковок в городе;
- отсутствие специализированных дорог и маршрутов в УДС для движения грузовых автомобилей;
- административные барьеры в транспортном обеспечении совместной работы УДС города, пригородной и рекреационной зон города.

На исправление этих недостатков требуются большие финансовые и трудовые ресурсы, а в некоторых случаях исправить эти недостатки невозможно физически, поэтому он предлагает пересмотреть устаревшие нормы проектирования, ввести ограничительные меры и самое главное это развитие городского пассажирского транспорта, так как правильно организованная работа транспорта может снизить нагрузку на УДС [4–6].

Именно развитие городского пассажирского транспорта является одним из основных направлений роста и развития крупных городов России.

Д.Н. Власов в своих трудах пишет о том, что в состав современной системы пассажирского транспорта должны входить три основные составные части:

- 1) система городского пассажирского транспорта. Основное назначение – скоростные маршрутизированные перемещения пассажиров внутри территории поселений. В ее состав входят различные виды СВТ и наземный пассажирский транспорт (НПТ);
- 2) система регионального транспорта. Основное назначение – скоростные перемещения пассажиров внутри региона (агломерации). В ее состав могут входить экспресс-метрополитен, региональная железная дорога и др.;
- 3) система внешнего транспорта, обеспечивающая связи между регионами страны и с другими государствами. В ее состав входят авиационный, железнодорожный, водный виды транспорта.

Во рассмотренных работах авторы выделяют один общий недостаток – это устаревшие градостроительные и планировочные нормы, которые устарели и не соответствуют современным реалиям.

Для развития системы общественного транспорта в Москве реализуется амбициозная комплексная программа. Важной ее частью является строительство транспортно-пересадочных узлов (ТПУ), которые увяжут в единую систему метро, железную дорогу, наземный городской и водный транспорт. Другие названия ТПУ: пассажирский хаб, городской транспортный терминал, транзитный пассажирский комплекс и т.д.

При этом крупным ТПУ в Москве отводится роль драйверов для развития окружающих их городских территорий, жилой застройки. К 2020г. в Москве планируется построить 273 ТПУ (из них 192 – капитальных).

Капитальный ТПУ – это многоэтажный комплекс, в котором терминалы для разных видов транспорта «разведены» по разным уровням, но при этом объединены системой удобных переходов для пассажиров. Помимо этого в капитальный транспортный хаб интегрируются ретейл (торговля), кафе и рестораны, зоны развлечений и досуга и пр. [7–8].

Городские пассажирские хабы появились в середине XIX века в Европе. Одним из первых примеров успешного развития проектов ТПУ в мировой практике может служить King's Cross Central в Лондоне. Лондонский вокзал Кингс-Кросс был открыт в 1852 г. В 1963 г. в городе появилась первая в мире линия метро, одной из станций которого стала Кингс-Кросс Сент-Панкрасс. Вокзал соединили с подземкой пешеходным переходом, обеспечившим пассажирам удобную пересадку с одного вида транспорта на другой. Со временем железнодорожная и подземная станции, управлявшиеся разными

операторами, стали позиционироваться как единый комплекс на базе крупнейшего транспортного узла Великобритании. В зарубежной практике проектирования планировочной структуры ТПУ накоплен богатый опыт формирования многофункциональных ТПУ. Комплексная модернизация транспортной инфраструктуры, проводимая в Японии в последние годы, позволила достигнуть глубокой интеграции систем внешнего (межрегионального), регионального железнодорожного, автомобильного и городских видов пассажирского транспорта [9–10].

При разработке крупных градостроительных проектов в Японии первостепенное внимание уделяется развитию именно ТПУ. Такой подход является основным и реализуется в ходе практически всех крупных градостроительных решений и разработок в области развития их транспортных систем. Характерный пример – планировочное решение одного из центральных районов Токио – Марунауки, на территории которого (120 га) размещены преимущественно офисные здания общей площадью 2,4 млн м², с перспективой размещения еще 0,5 млн м². Основой транспортного обслуживания этого района служат четыре ТПУ, один из которых – ТПУ на базе вокзального комплекса («Токийский вокзал»), где взаимодействуют различные виды транспорта: городского (скоростного внеуличного и наземного), регионального (пригородные электропоезда) и внешнего (поезда скоростной системы «Синкансен»), что обеспечивает транспортную доступность объектов, расположенных в узле, практически со всей территории Японии. В Японии выделяют три основных типа ТПУ Японии:

- межрегионального значения, обеспечивающих взаимодействие всех видов внешнего, регионального и городского пассажирского транспорта;
- регионального значения;
- локального значения.

Характерный пример ТПУ межрегионального значения (первого типа) – узел «Шинагава», где взаимодействуют:

- скоростная транспортная система «Синкансен» – линия «Токайдо» (межрегиональный транспорт);
- 4 линии экспрессных и магистральных железных дорог (межрегиональный транспорт);
- 2 линии метрополитена (городской транспорт).

За счет организации маршрутного движения по линиям метрополитена через ТПУ проходят 10 линий городской системы скоростного внеуличного транспорта, а также городского пассажирского транспорта.

Планировочное решение ТПУ регионального значения (второй тип) во многом напоминает крупные пересадочные узлы московского метрополитена («Боровицкая» – «Библиотека имени Ленина» – «Арбатская» – «Александровский сад»; «Театральная» – «Площадь Революции» – «Охотный ряд» и др.), представляющих собой систему сложных переходов, обеспечивающих взаимосвязь станций метрополитена различных направлений между собой.

Примером ТПУ регионального значения является ТПУ в городе Мацумото. В состав ТПУ входят железнодорожный вокзал и автовокзал, который принимает, как региональные, так и городские автобусы. Кроме того, в его составе находятся муниципальная парковка и крупный торговый комплекс [10–11].

ТПУ локального значения (третий тип) интересны компактностью планировочной организации, достигаемой за счет многоуровневого решения. Например, ТПУ «Одайбо».

В Японии находится самый большой в мире по общей площади ТПУ (ТПК) Нагоя, суммарная площадь помещений которого, составляет около 450 тыс. кв. м.

Система ТПУ (ТПК) Японии и принципы, на которых они формировались и продолжают формироваться, требует детального изучения и внедрения в практику проектирования планировочных решений.

Литература

1. Изюмский А.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Повышение эффективности функционирования транспортно-логистических систем через воздействие на финансовые потоки // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 10. – С. 168–172.

2. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение имитационного моделирования в сфере моделирования транспортных потоков // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 52–54.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 54–62.
4. Изюмский А.А., Сенин И.С. Моделирование транспортных процессов : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2016.
5. Лобанов Е.М. Транспортная планировка городов. – М. : Транспорт, 1990. – 239 с.
6. Транспортно-пересадочные узлы. Правила проектирования : СП 395.1325800.2018.
7. Рекомендации по модернизации транспортной системы городов : МДС 30-2.2008.
8. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2013. – 264 с.
9. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем. учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.
10. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 247 с.
11. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортного обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 248 с.

References

1. Iziumskiy A.A., Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L. Functioning efficiency increase of the transport and logistic systems through the influence on the financial flows // Gumanitarn, socio-economic and social sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
2. Iziumskiy A.A., Nadiryanyan S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the field of the transport flows modeling // Science. Technique. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Iziumskiy A.A., Nadiryanyan S.L., Senin I.S. Application of the network architecture of the information systems in an automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnikie trudy KubGTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Iziumskiy A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : a training manual. – Krasnodar : ed. FSBOU VO «KubGTU», 2016.
5. Lobanov E.M. Transport planning of cities. – M. : Transport, 1990. – 239 p.
6. Transport-transfer hubs. Design rules : SP 395.1325800.2018.
7. Recommendations for modernization of urban transport system : MDS 30-2.2008.
8. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure : teaching aid. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2013. – 264 p.
9. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation. – Krasnodar : FSBEI VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.
10. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryanyan S.L. Ways of estimation of efficiency of organization of traffic : textbook. – Krasnodar: FSBEU VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 247 p.
11. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Market of transport services and quality of transport servicing : textbook. – Krasnodar : FSBEU VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 248 p.

УДК 656.073

**ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ
МЕЖДУГОРОДНИХ ПЕРЕВОЗОК КРУПНОГАБАРИТНЫХ ГРУЗОВ**



**FEATURES OF ORGANIZATION
OF INTERCITY TRANSPORTATION OF LARGE-SIZED CARGO**

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Сечко В.Е.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены особенности организации междугородних перевозок крупногабаритных грузов. Вопросам развития и совершенствования перевозок грузов уделялось внимание на всех этапах развития государства. Транспорт России представляет собой сложный комплекс путей сообщения, транспортных средств и объектов транспортной инфраструктуры. Автомобильный транспорт является составной частью единой транспортной системы страны.

Ключевые слова: автомобильные транспорт, логистика, экономика транспортный комплекс, междугородная перевозка, груз.

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Nadiryan S.L.

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Sechko V.E.

Kuban state technological university

Annotation. The article deals with the features of the organization of intercity transportation of large-sized cargo. Attention was paid to the development and improvement of cargo transportation at all stages of the state's development. Transport in Russia is a complex complex of communication routes, vehicles and transport infrastructure facilities. Road transport is an integral part of the country's unified transport system.

Keywords: road transport, logistics, economy transport complex, long distance transportation, cargo.

Территория Российской Федерации составляет 17075 тыс. км², что предопределяет особое место транспорта в экономике страны.

Вопросам развития и совершенствования перевозок грузов уделялось внимание на всех этапах развития государства. Транспорт России представляет собой сложный комплекс путей сообщения, транспортных средств и объектов транспортной инфраструктуры. Автомобильный транспорт является составной частью единой транспортной системы страны [1–2].

Порядок организации перевозок автомобильным транспортом крупногабаритных и тяжеловесных грузов по дорогам общего пользования, а также улицам городов и населенных пунктов определяется приказом Минтранса России от 24 июля 2012 г. № 258 «Об утверждении Порядка выдачи специального разрешения на движение по автомобильным дорогам транспортного средства, осуществляющего перевозки тяжеловесных и (или) крупногабаритных грузов» (с изменениями на 5 июня 2019 года).

Для определения условий перевозки необходимо определить, относится ли данная перевозка к перевозке крупногабаритных или тяжеловесных грузов и к какой категории автотранспортного средства будет отнесена данная перевозка.

В качестве решения проблемы с единичными перевозками предлагается создание базы данных по совершенным маршрутам.

В этой базе данных будут учитываться все совершенные перевозки небольших партий продукции компании «КЛААС», то есть те перевозки, для которых маршрут был проложен «вручную». Для которых маршрут перевозки не отлажен до автоматизма, так как нет в этом необходимости.

Данный проект позволит решить одновременно две проблемы. Первая проблема – в базе данных будут храниться уже совершенные маршруты детально, то есть будет описано каким видом транспорта осуществлялась перевозка, сколько было видов

транспорта, затраты, контакты посредников, если таковые были задействованы в перевозке и так далее. И каждую новый заказ на перевозку менеджер по логистике будет просматривать в базе данных, если вдруг попадется маршрут, по которому уже совершалась «разовая» перевозка, он сможет, опираясь на уже известные данные, осуществить перевозку. Даже если требуется внести какие-то корректировки, например изменить подрядную организацию, это все равно будет быстрее чем составлять маршрут с нуля, что в свою очередь экономит время.

Второе, о чем хотелось сказать, это больше не как проблема, а как приятное дополнение – в базе данных будет учет, по количеству совершенных поездкам по определенному маршруту. Для примера зададим условие: начальный пункт Краснодар, конечный пункт Харзевинкель. К примеру программа выдаст 10 совпадений по совершенному маршруту, но все эти перевозки отличаются друг от друга каким-нибудь условием: вид транспорта, количество видов транспорта, подрядная организация и так далее. То есть, если по отдельности рассматривать каждую перевозку из Краснодара в Харзевинкель адекватного ничего сказать нельзя, перевозка и перевозка. Но если взглянуть на картину целиком мы получим 10 перевозок в данном направлении. Что уже послужит основанием для создания проекта относительно данного маршрута и данное направление будет в проработке для постановки этого пути следования на автоматическую основу [3–4].

Также, не стоит забывать об ограничениях на перевозку: габариты, масса, сезонные ограничения так далее. В базе данных все это будет отображено для каждого маршрута.

Важно понимать, что программа не создает маршрут перевозки, а лишь берет тот, который заранее был добавлен в программу, к тому же, ее можно дополнять по мере необходимости.

Для такой базы данных потребуется время, чтобы создать ее и заполнить необходимой информацией. Саму информацию мы будем получать посредством ее сбора с различных источников.

В практике используют массу способов получения информации. Все они могут быть изображены в виде трех групп:

- кабинетные исследования.
- качественные исследования.
- количественные исследования.

Кабинетное исследование по-иному называется экспресс экспертизой. Оно включает в себя сбор вторичной (т.е. уже имеющейся и доступной на сегодня) информации (в том числе в СМИ) и обработку баз данных. Сбор и обработка вторичной информации в СМИ проводится исследовательскими организациями по специальным методикам. Нужно заметить, что кабинетное исследование обычно дополняется проведением нескольких экспертных интервью для верификации достоверности информации [5–6].

Количественные исследования являются главным образом описательными, они служат для изучения объективных, количественно измеряемых характеристик поведения людей. Количественное исследование отвечает на вопросы «кто?» и «сколько?». К данным методам относят наблюдение, опрос и контент – анализ. Количественные исследования характеризуются большими выборками респондентов, что позволяет проводить статистически проверенный анализ полученной информации.

В последние годы доля автомобильного транспорта в междугородных перевозках быстро растет. Это объясняется его преимуществами перед другими видами транспорта, заключающимися в ускорении доставки грузов от «двери к двери», возможности быстрой и сравнительно дешевой организации новых линий, более низкой стоимости перевозок мелкопартионных и немассовых грузов [7-8]. Большим удобством междугородных и международных перевозок грузов автомобилями является устранение перегрузочных операций в пути, неизбежных при использовании других видов транспорта. Перегрузки приводят к увеличению времени доставки грузов, удорожанию перевозок, а также к меньшей сохранности грузов.

Литература

1. Изюмский А.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Повышение эффективности функционирования транспортно-логистических систем через воздействие на финансовые потоки // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 10. – С. 168–172.

2. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение имитационного моделирования в сфере моделирования транспортных потоков // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 52–54.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 54–62.
4. Изюмский А.А., Сенин И.С. Моделирование транспортных процессов : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2016.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.
6. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.
7. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 247 с.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Мелешченко О.И. Совершенствование транспортного обслуживания производственной деятельности агропромышленных предприятий // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 77–83.

References

1. Iziunskiy A.A., Konovalova T.V., Nadiryian S.L. Functioning efficiency increase of the transport and logistic systems through the influence on the financial flows // Gumanitarn, socio-economic and social sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
2. Iziunskiy A.A., Nadiryian S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the field of the transport flows modeling // Science. Technique. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Iziunskiy A.A., Nadiryian S.L., Senin I.S. Application of the network architecture of the information systems in an automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnikie trudy KubGTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Iziunskiy A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : a training manual. – Krasnodar : ed. FSBOU VO «KubGTU», 2016.
5. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Senin I.S. Features of the information support of the motor transport enterprises activity for traffic safety increase // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
6. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.
7. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryian S.L. Ways of estimation of efficiency of organization of traffic : textbook. – Krasnodar : FSBEI VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 247 p.
8. Konovalova T.V., Nadiryian S.L., Meleshchenko O.I. Perfection of transport servicing of industrial activity of the agroindustrial enterprises // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2014. – № 1. – P. 77–83.

УДК 656.073

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ТРАНСПОРТНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ



ANALYSIS OF TRANSPORT PLANNING METHODS

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Сенин И.С.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены методы транспортного планирования. В условиях глобальной урбанизации и повышения транспортной подвижности населения постоянно растет автомобилизация. При этом далеко не автомобили находятся в постоянном движении, и зачастую концентрируются вблизи мест тяготения населения, к которым относятся и жилые районы.

Ключевые слова: автомобильные транспорт, жилой район, транспортный комплекс, транспортная инфраструктура, пассажирский транспорт, пешеходное движение.

Konvalova T.V.

Kuban state technological university

Nadiryan S.L.

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Senin I.S.

Kuban state technological university

Annotation. The article discusses methods of transport planning. In the context of global urbanization and increasing transport mobility of the population, motorization is constantly growing. At the same time, not all cars are in constant motion, and they are often concentrated near the places of gravity of the population, which include residential areas.

Keywords: automobile transport, residential area, transport complex, transport infrastructure, passenger transport, pedestrian traffic.

Транспортное планирование – определение путей развития транспортной системы города, в целях обеспечения объективно обусловленных потребностей в перемещении населения и грузов по территорию города.

Транспортное планирование, зачастую, не выступает как самостоятельное направление деятельности, а фигурирует в составе различных проектов и работ. Данное направление должны изучать специалисты, которые проектируют и участвуют в строительстве автомобильных дорог, объектов транспортной инфраструктуры, занимаются управлением на транспорте и организацией движения и перевозок, архитекторы-градостроители и др.

Транспортное предложение включает в себя целую инфраструктуру систем транспорта, которые образуют транспортную модель. Главными системами транспорта в транспортных моделях в большинстве случаев выступают личный транспорт и городской пассажирский транспорт (ГПТ) общего пользования [1–3].

В работе построения модели транспортного спроса определяются цели источники транспортного движения, формируются матрицы корреспонденций по видам транспорта и целям совершения транспортных корреспонденций, применяются параметры транспортной подвижности населения. Транспортный спрос определяется показателями транспортной подвижности населения. В отличие от транспортного предложения, которое очень легко формализуется, понятно и может быть тщательно структурировано, понятия «подвижности населения» и «транспортного спроса» нуждаются в наиболее глубоком рассмотрении [4–6].

Решение задач транспортного планирования возможно только в рамках городской агломерации, для чего необходима совместная работа органов власти соседних муниципальных образований, правительства края, органов управления территориальными и федеральными автодорогами. Схема транспортного планирования изображена на рисунке 1.

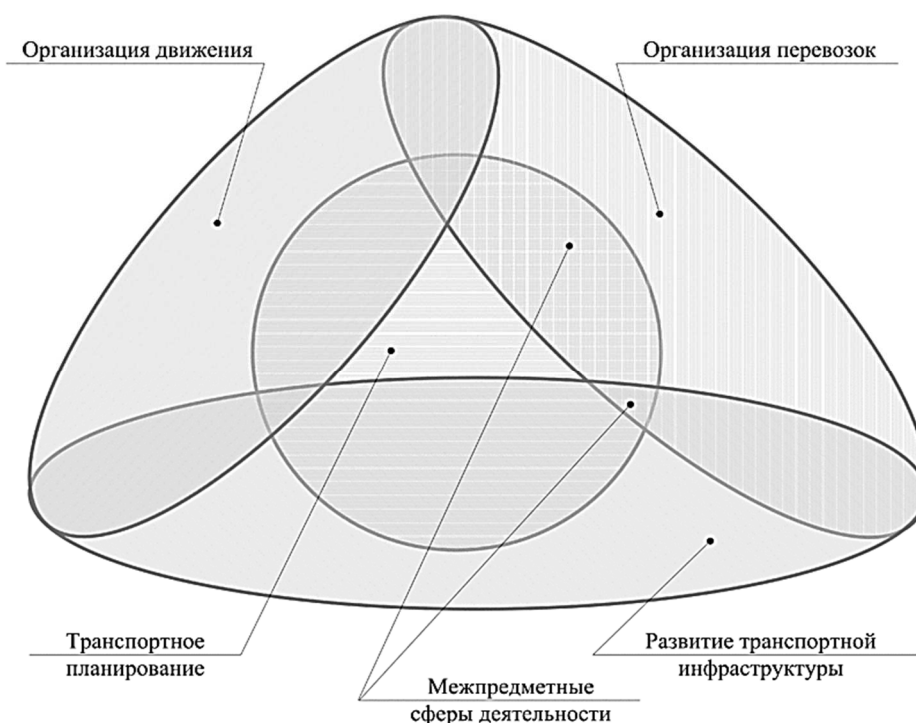


Рисунок 1 – Система транспортного планирования

С ростом промышленного производства и повышением жизненного уровня ускоренно растут мобильность и подвижность населения, объемы и дальность перевозок, в значительной мере определяющие социально-экономическое развитие общества [7–9]. Мобильность товаров, подвижность населения во многом определяют эффективность экономической системы и социальные условия жизни населения. Потребность человека в передвижении во многом определяется:

- уровнем развития общества;
- социальной структурой;
- укладом жизни;
- характером расселения по территории города;
- свободным временем и реальными доходами населения;
- культурно-бытовыми потребностями;
- концентрацией мест жительства и мест работы;
- ростом городов и др.

Передвижения человека могут быть пешеходными и транспортными (на индивидуальном или общественном транспорте). В случае сочетания нескольких способов передвижений или видов транспорта, их называют сложными или комбинированными.

Любые передвижения осуществляются в соответствии с определенной целью: трудовые, учебные, культурно-бытовые, служебные. В таблице 1 показаны цели и доля передвижения населения.

Таблица 1 – Передвижение населения

Цели	Доля, %
Трудовые	56
Учебные	21
Культурно – бытовые	16
Служебные	7

Потребность в передвижении называют транспортным спросом. Он выражается в виде пассажиропотоков, грузопотоков, пешеходных потоков, объемов движения и перевозки, общей подвижности населения. При этом вся инфраструктура городского транспорта, подвижной состав и другие составляющие – транспортное предложение [10–13].

Выбор способа передвижения, вида транспорта и степени их использования зависят различных факторов:

- социальный статус населения;
- род занятий, образ жизни;
- состояние развития транспортной системы;
- качество транспортного обслуживания территории;
- уровень автомобилизации;
- расстояние передвижения и др.

Рост благосостояния населения стимулирует процесс автомобилизации, при котором человек отказывается от использования общественного транспорта. Привлекательность, популярность и интерес к общественному транспорту у населения также во многом зависит от внимания к вопросам его эффективного развития и финансирования [14–15].

Подвижность населения – самый обобщенный показатель, характеризующий спрос на использование транспортной системы, т.к. все передвижения осуществляются в её пределах. Поэтому существует несколько показателей подвижности, отражающих количество передвижений различными способами и на различных видах транспорта.

Базовую основу всех трудовых передвижений составляет экономически активная часть населения: рабочие, служащие, предприниматели. Предприниматели предпочитают легковой автомобиль (индивидуальный или служебный), а рабочие и служащие практически одинаково используют все доступные им виды транспорта и способы передвижений. На уровень подвижности и выбор способа передвижений влияет и уровень занятости. Безработные и нетрудоспособные имеют самый низкий показатель подвижности. Наиболее популярный способ передвижений этих социальных групп – общественный транспорт. Это ещё раз подтверждает его социальную значимость [16–17].

Прогноз показателей подвижности эффективнее осуществлять в соответствии с трендом, построенным по значениям наблюдений за последние несколько лет.

Литература

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Модели формирования эффективной маршрутной сети : Механика, оборудование, материалы и технологии / электронный сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции; редакция коллегия: Литвинов А.Е., Плоmodityяло Р.Л., Коновалова Т.В., Гукасян А.В., Война А.А., Вольченко Н.А. – 2019. – С. 591–596.
2. Изюмский А.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Повышение эффективности функционирования транспортно-логистических систем через воздействие на финансовые потоки // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 10. – С. 168–172.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 11–2. – С. 269–271.
4. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение имитационного моделирования в сфере моделирования транспортных потоков // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 52–54.
5. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 54–62.
6. Изюмский А.А., Сенин И.С. Моделирование транспортных процессов : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2016.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.
8. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.
9. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 247 с.
10. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.

11. Сенин И.С., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Особенности разработки проектов организации дорожного движения по маршруту перевозки крупногабаритных грузов / Модернизация и научные исследования в транспортном комплексе. – 2017. – Т. 1. – С. 65–70.
12. Надирян С.Л., Сенин И.С. Основные направления профилактики детского травматизма в Краснодарском крае : Транспортные и транспортно-технологические системы / материалы Международной научно-технической конференции; Министерство образования и науки Российской Федерации Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Уральское межрегиональное отделение Российской Академии транспорта (УрО РАТ); Ответственный редактор – Н.С. Захаров. – 2014. – С. 182–186.
13. Нагорный В.В. [и др.]. Основные направления повышения пропускной способности улично-дорожной сети в крупных городах : Металлообрабатывающие комплексы и робототехнические системы – перспективные направления научно-исследовательской деятельности молодых ученых и специалистов / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции; ответственный редактор Гречухин А.Н. – 2015. – С. 112–116.
14. Надирян С.Л., Сенин И.С., Склад Е.С. Профилактика детского травматизма в дошкольных учреждениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 72–73.

References

1. Dombrovskiy A.N., Konovalova T.V., Nadiryana S.L. Models of effective route network formation : Mechanics, equipment, materials and technologies / electronic collection of scientific articles on materials of international scientific-practical conference; editorial board: Litvinov A.E., Plodyalo R.L., Konovalova T.V., Gukasyan A.V., War A.A., Volchenko N.A. – 2019. – P. 591–596.
2. Iziumskiy A.A., Konovalova T.V., Nadiryana S.L. Functioning efficiency increase of the transport and logistic systems through the influence on the financial flows // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
3. Iziumskiy A.A., Nadiryana S.L. Introduction of the automated transport logistics system at the motor transport enterprises // Humanitarian, socio-economic and public sciences. – 2014. – № 11–2. – P. 269–271.
4. Iziumskiy A.A., Nadiryana S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the field of the transport streams modeling // Science. Technique. Technologies (politechnicheskiy vestnik). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
5. Iziumskiy A.A., Nadiryana S.L., Senin I.S. Application of the network architecture of the information systems in an automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnikiye trudy dy KubGTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
6. Iziumskiy A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : a training manual. – Krasnodar : ed. FSBOU VO «KubGTU», 2016.
7. Konovalova T.V., Nadiryana S.L., Senin I.S. Features of the information support of the motor transport enterprises activity for traffic safety increase // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
8. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.
9. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryana S.L. Ways of estimation of efficiency of organization of traffic : textbook. – Krasnodar : FSBEI VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 247 p.
10. Konovalova T.V., Nadiryana S.L., Senin I.S. Features of information support of the motor transport enterprises activity on increase of traffic safety // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
11. Senin I.S., Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Features of development of the projects of organization of traffic on a route of transportation of large-sized cargoes / Modernization and scientific research in a transport complex. – 2017. – Vol. 1. – P. 65–70.
12. Nadiryana S.L., Senin I.S. Main directions of child traumatism prevention in Krasnodar region : Transport and transport-technological systems / materials of the International scientific-technical conference; Ministry of Education and Science of the Russian Federation Federal state budgetary educational institution of higher professional education «Tyumen state oil-and-gas university» Ural interregional branch of Russian Academy of Trans-Port (RAT); responsible editor – N.S. Zakharov. – 2014. – P. 182–186.
13. Nagorny V.V. [et al.]. The main directions of increasing the capacity of the street and road network in large cities: Metalworking complexes and robotic systems - promising areas of research activities of young scientists and specialists / Collection of scientific papers of the International Scientific and Technical Conference; responsible editor Grechukhin A.N. – 2015. – P. 112–116.
14. Nadiryana S.L., Senin I.S., Sklyar E.C. Prevention of child traumatism in preschool institutions of Krasnodar region // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2013. – № 3. – P. 72–73.

УДК 656.073

МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ В ТРАНСПОРТНЫХ ЛОГИСТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ



MANAGEMENT METHODS IN TRANSPORT AND LOGISTICS SYSTEMS

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены методы управления в транспортных логистических системах. В крупных логистических системах формируются свои отдельные консультативные советы, которые должны обеспечить правильность решений, принимаемых управленческим персоналом логистических систем и отдельных подразделений. Прежде чем рассмотреть методы организации логистического управления, нужно максимально полно определить функциональное назначение соответствующих структур.

Ключевые слова: автомобильные транспорт, логистика, экономика транспортный комплекс, организационная структура, логистическая система.

Konvalova T.V.

Kuban state technological university

Nadiryan S.L.

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article considers the methods of management in transport and logistics systems. Large logistics systems form their own separate Advisory councils, which must ensure the correctness of decisions made by the management staff of logistics systems and individual divisions. Before considering the methods of organizing logistics management, it is necessary to define the functional purpose of the relevant structures as fully as possible.

Keywords: road transport, logistics, economy transport complex, organizational structure, logistics system.

В крупных логистических системах формируются свои отдельные консультативные советы, которые должны обеспечить правильность решений, принимаемых управленческим персоналом логистических систем и отдельных подразделений. Прежде чем рассмотреть методы организации логистического управления, нужно максимально полно определить функциональное назначение соответствующих структур [1–4]. Очевидно, организационная структура, которая занимается управлением логистической системой, обязана выполнять следующие функции:

1. Вырабатывать и формировать систему логистики, придерживаясь схематичных принципов и положений. В результате производственно-хозяйственной деятельности периодически возникает необходимость преобразований в существующей на предприятии системе логистики. Зачастую такие изменения носят кардинальный характер. Поэтому проводится общая реорганизация всей логистической системы.

2. Проектировать и реализовывать стратегию логистики с учетом рыночной стратегии фирмы.

Работоспособность логистической системы обуславливается стратегической и тактической политикой в области производства, продаж, инвестиций, персонала, технологий. Эти и другие элементы нужно принимать во внимание не только в ходе общего управления, но и при формировании стратегии логистики [5].

Двойная ответственность возложена на должностные лица, занимающиеся управлением логистики.

Во-первых, за точное и своевременное информирование руководителей высшего уровня о подходах к исполнению принятых решений по вопросам стратегии логистикой, а также, конкретном положении дел.

Во-вторых, перед исполнителями за хорошую организацию и слаженность осуществляемых работ и мероприятий и за доведение итогов анализа эффективности предложенных изменений.

3. Комплексно управлять логистической системой с целью рационализации потоковых процессов.

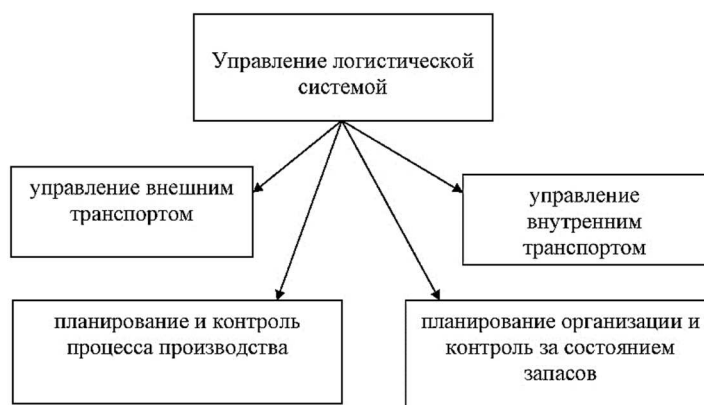


Рисунок 1 – Управление логистической системой

4. Согласовывать взаимосвязанные функции управления.

Все управленческие структуры в хозяйственных подразделениях связаны с логистикой. Для того чтобы разделить области воздействия и ответственности в каждой производственно-экономической системе, нужно придерживаться специфики задач, решаемых отдельным подразделением и всей структурой в целом [6–7].

5. Решать задачи индивидуальности предприятия.

Кроме особенностей, диктуемых принадлежностью предприятия к конкретной части экономики, управления и социальной сферы, большое значение при проектировании и управлении логистическими системами имеют характерные особенности хозяйственных структур. Они играют двойную роль.

Во-первых, не позволяют унифицировать инструменты логистики, что делает практический опыт логистики многообразнее.

Во-вторых, побуждают к глубокому, постоянному и комплексному изучению возможностей, состояния и условий работы предприятия, что благоприятно отражается на качестве осуществляемых работ и способствует своевременной адаптации к окружающей среде.

В соответствии со спецификой предприятия и соответствующими функциями логистика может иметь централизованный и децентрализованный характер, когда управление осуществляется на уровне некоторых подразделений [8–10].

И соответственно управленческая ответственность делится между различными структурными подразделениями или собирается в одном координирующем центре.

Анализ методов оптимизации затрат в различных логистических системах показывает, что наиболее актуальными в плане практического применения являются следующие методы, приведенные на рисунке 2.



Рисунок 2 – Методы оптимизации затрат

Данные методы легко адаптируются на макроуровне, либо изначально предназначены для применения в региональных системах управления логистикой.

Литература

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Модели формирования эффективной маршрутной сети : Механика, оборудование, материалы и технологии / электронный сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции; редакция: Литвинов А.Е., Плоmodityalo P.Л., Коновалова Т.В., Гукасян А.В., Война А.А., Вольченко Н.А. – 2019. – С. 591–596.
2. Изюмский А.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Повышение эффективности функционирования транспортно-логистических систем через воздействие на финансовые потоки // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 10. – С. 168–172.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 11–2. – С. 269–271.
4. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение имитационного моделирования в сфере моделирования транспортных потоков // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 52–54.
5. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 54–62.
6. Изюмский А.А., Сенин И.С. Моделирование транспортных процессов : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2016.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.
8. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.
9. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 247 с.
10. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.

References

1. Dombrovskiy A.N., Konovalova T.V., Nadiryany S.L. Models of effective route network formation : Mechanics, equipment, materials and technologies / electronic collection of scientific articles on materials of international scientific-practical conference; editorial board: Litvinov A.E., Plodyalo R.L., Konovalova T.V., Gukasyan A.V., War A.A., Volchenko N.A. – 2019. – P. 591–596.
2. Iziumskiy A.A., Konovalova T.V., Nadiryany S.L. Functioning efficiency increase of the transport and logistic systems through the influence on the financial flows // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
3. Iziumskiy A.A., Nadiryany S.L. Introduction of the automated transport logistics system at the motor transport enterprises // Humanitarian, socio-economic and public sciences. – 2014. – № 11–2. – P. 269–271.
4. Iziumskiy A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the field of the transport streams modeling // Science. Technique. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
5. Iziumskiy A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Application of the network architecture of the information systems in an automobile // Electronic network polythematic journal «Naukhnikiye trudy dy KubGTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
6. Iziumskiy A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : a training manual. – Krasnodar : ed. FSBOU VO «KubGTU», 2016.
7. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Senin I.S. Features of the information support of the motor transport enterprises activity for traffic safety increase // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
8. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of transport systems operation : a training manual. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 271 p.
9. Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryany S.L. Ways of estimation of efficiency of organization of traffic : textbook. – Krasnodar : FSBEI VO «KubGTU» Publishing House, 2018. – 247 p.
10. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Senin I.S. Features of information support of the motor transport enterprises activity on increase of traffic safety // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.

УДК 691

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАТРАТ ПРИ КЛАДКЕ ПЕРЕГОРОДОК
ИЗ КЕРАМИЧЕСКОГО И СИЛИКАТНОГО КИРПИЧА
ПРИ ВОЗВЕДЕНИИ ЗДАНИЙ**



**COMPARATIVE COST ANALYSIS FOR LAYING PARTITIONS
OF CERAMIC AND SILICATE BRICKS FOR
THE CONSTRUCTION OF BUILDINGS**

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук,
доцент, доцент центра АКРиОС,
Тольяттинский государственный университет
kramarenkoav@mail.ru

Щенников Александр Андреевич

студент,
Тольяттинский государственный университет
sashha010698@mail.ru

Аннотация. в статье приведен сравнительный анализ трудозатрат при возведении перегородок из керамического и силикатного кирпича.

Ключевые слова: перегородки из керамического кирпича, перегородки из силикатного кирпича, стеновые материалы, кладка перегородок.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of the Center AKRiOS,
Togliatti state university
kramarenkoav@mail.ru

Shchennikov Alexander Andreevich

Student,
Togliatti state university
sashha010698@mail.ru

Annotation. The article provides a comparative analysis of labor costs in the construction of partitions made of silicate and ceramic bricks.

Keywords: ceramicbrick partitions, silicatebrick partitions, wall materials, masonry partitions.

Высокая скорость возведения строительных объектов и достижение максимальной экономии по расходу ресурсов характеризует современное строительство, а также применением различных материалов для строительства: блоки из керамзитобетона [1, 6], блоки из бетона повышенной плотности, керамический и клинкерный кирпич, пенно- и газобетонные блоки [2], материалы вермикулитовые и перлитовые [3], Kerakam, блоки из силпора [5] и др. Указанные строительные изделия в достатке имеют необходимые прочностные, теплоизоляционные, звукоизоляционные характеристики [4, 7].

Современное строительство включает в себя использование силикатного и керамического кирпича в распространенных проектных решениях.

Кирпич, обладая своими качествами, стал востребованным строительным материалом с длительным периодом эксплуатации, к тому же он безвреден для экологии. Керамический и силикатный кирпич имеют практически схожие значения по таким параметрам, как вес, плотность и морозостойкость. Однако имеется различие в значении теплопроводности, которая у керамического кирпича ниже, чем у силикатного. Выпускается с высоким классом прочности, что ведет к его удорожанию, поэтому полнотелый рядовой кирпич можно использовать для возведения цоколей. При видимых преимуществах проектировщикам и строителям необходимо рассматривать иные виды кирпича, в связи с высокой ценой керамического кирпича.

Одним из таких вариантов может являться силикатный кирпич. Основным его преимуществом по отношению к керамическому, является меньшая стоимость из-за более низких затрат при изготовлении и более низкая стоимость сырья. Себестоимость силикатного кирпича на 20-30 % ниже, чем керамического. К отрицательным свойствам силикатного материала относится, прежде всего, его высокое водопоглощение и меньшая адгезия с штукатурным слоем, из-за чего силикатный кирпич не применяют в помещениях с повышенной влажностью и наиболее ответственных конструкциях.

Рассмотрим затраты на возведение перегородок площадью порядка 100 м², возведенных из силикатного и керамического кирпича. На основании данных, полученных в

результате проведенных на строительной площадке экспериментов и анализа нормативной литературы, составлена таблица затрат (табл. 1).

Таблица 1 – Затраты труда и расход строительных материалов при возведении перегородок толщиной 120мм и высотой до 4-х м

№ п/п	Шифр	Наименование	Ед. изм.	Расход, кг	Стоимость ед., руб.	Стоимость затрат труда, руб.	Всего, руб.
Возведение керамических кирпичных перегородок толщиной 120мм							
1	101-0782	Квадратные поковки, массой 1,8 кг	т	0,0023	52 382,87	-	120,48
2	102-0026	Бруски из хвойных пород длиной 4–6,5 м, шириной 75–150 мм, толщиной 40–75 мм, IV сорта	м³	0,016	4 178,54	-	66,86
3	204-0100	Сталь арматурная, горячекатаная класса А-I, А-II, А-III	т	0,09	38 275,91	-	3 444,83
4	402-0012	Цементно-песчаный раствор для кладки, марка 25	м³	2,3	2 122,43	-	4 881,59
5	404-0005	Кирпич керамический одинарный, размером 250×120×65 мм, марка 100	1000 шт	5,04	9 698,31	-	48 879,48
6	411-0001	Вода	м³	0,3	28,76	-	8,63
7	404-0005	Затраты труда рабочих-строителей, разряд 3	чел-час	-	35 065,23	170,17	35 065,23
8	021141	Затраты труда машинистов, разряд 4	маш-час	-	5 309,96	4,22	5 309,96
Итого			руб.	97777,16			
Возведение силикатных кирпичных перегородок толщиной 120мм							
9	101-0782	Квадратные поковки, массой 1,8 кг	т	0,0023	52 382,87	-	120,48
10	102-0026	Бруски из хвойных пород длиной 4–6,5 м, шириной 75–150 мм, толщиной 40–75 мм, IV сорта	м³	0,016	4 178,54	-	66,86
11	204-0100	Сталь арматурная, горячекатаная класса А-I, А-II, А-III	т	0,09	38 275,91	-	3 444,83
12	402-0012	Цементно-песчаный раствор для кладки, марка 25	м³	2,3	2 122,43	-	4 881,59
13	404-0025	Кирпич силикатный одинарный, размером 250×120×65 мм, марка 100	1000 шт	5,04	7500	-	37800
14	411-0001	Вода	м³	0,35	28,76	-	10,07
15	404-0005	Затраты труда рабочих-строителей, разряд 3	чел-час	-	35 065,23	170,17	35 065,23
16	021141	Затраты труда машинистов, разряд 4	маш-час	-	5 309,96	4,22	5 309,96
Итого			руб.	86699,02			

Примечание: Расценки составлены в текущих ценах по состоянию на 1 квартал 2020 г. по нормативам ФСНБ-2001 (редакция 2017г.).

Таким образом с учетом нормативных данных из литературы и анализа результатов, которые получили экспериментально, следует, что возведение перегородок из силикатного кирпича является самым оптимальным по показателям затрат. По трудоемкости использование силикатного и керамического кирпича одинаковое, а по стоимости силикатный кирпич на 11 % дешевле керамического кирпича. Но из-за низкого водопоглощения силикатного кирпича и меньшей адгезией с штукатурным слоем, заказчик нередко пренебрегает этим преимуществом. Следует отметить, что выбор материала в данном случае во многом может зависеть от предпочтений заказчика и сопутствующих факторов, таких как, местоположение завода изготовителя, а также технологических факторов, связанных с недопущением повреждения кирпича во время хранения, погрузки, транспортирования и разгрузки на строительной площадке.

Литература

1. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Сравнительный анализ стеновых блоков из керамзитобетона, пенобетона и газобетона // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 402–404.
2. Esenkov I.I., Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibropressed product // Materials Science Forum. – 2018. – Т. 931 MSF. – С. 589–593.
3. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Использование вермикулитовых и перлитовых материалов в качестве теплоизоляции при возведении зданий и сооружений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 399–401.
4. Крамаренко А.В., Мустекова А.М. Способ изготовления конструкционно-теплоизоляционного материала : Патент № 2637680. – М. : Государственный реестр изобретений РФ, 06.12.2017.
5. Крамаренко А.В., Лазарев А.Н., Ваучский М.Н., Савчук А.Д., Косенков В.Н., Яковлев А.В. Способ изготовления конструкционно-теплоизоляционного материала : Патент № 2524364. – М. : Государственный реестр изобретений РФ, 04.06.2014.
6. Крамаренко А.В., Голова А.В. Перспективные направления исследований керамзитобетона // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 402–404.
7. Крамаренко А.В., Калиниченко Н.М., Миронова Я.А. Сравнительный анализ теплотехнических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 4. – С. 318–320.

References

1. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Comparative analysis of the claydite-concrete, foam concrete and aerated concrete wall blocks // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical limestone). – 2019. – № 1. – P. 402–404.
2. Esenkov I.I., Kramarenko A.V. Practical researches to increase leaching resistance on fine concrete for vibropressed product // Materials Science Forum. – 2018. – Т. 931 MSF. – P. 589–593.
3. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Usage of the vermiculite and perlite materials as the heat insulation at the erection of the buildings and constructions // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 399–401.
4. Kramarenko A.V., Mustekova A.M. Manufacturing method of the structural heat-insulating material : Patent № 2637680. – М. : State Register of Inventions of Russia, 06.12.2017.
5. Kramarenko A.V., Lazarev A.N., Vauchsky M.N., Savchuk A.D., Kosenkov V.N., Yakovlev A.V. Manufacturing method of structural and thermal insulation material : Patent № 2524364. – М. : State Register of Inventions of the Russian Federation, 04.06.2014.
6. Kramarenko A.V., Golova A.V. Perspective directions of the ceramsite concrete research // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 402–404.
7. Kramarenko A.V., Kalinichenko N.M., Mironova Ya.A. Comparative analysis of the heat-technical characteristics of the ceramic-concrete blocks with the construction products of similar purpose // Innovations and investments. – 2018. – № 4. – P. 318–320.

**ОПТИМАЛЬНЫЕ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ПЕРЕХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ
АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ
ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА МЕХАНИЗМА**



**OPTIMUM OPTIMAL TRANSITION CHARACTERISTICS OF THE SYSTEM
OF AUTOMATIC REGULATION OF ANGULAR SPEED
OF THE EXECUTIVE AUTHORITY OF THE MECHANISM**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Овсиенко Виктория Александровна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
alexandrovnav32@mail.ru

Аннотация. В статье разработана система автоматического регулирования угловой скорости исполнительного органа механизма, получено математическое обеспечение, позволяющее определить параметры оптимальной по быстродействию диаграммы изменения угловой скорости исполнительного органа механизма.

Ключевые слова: оптимальные по быстродействию переходные характеристики, система автоматического регулирования, угловая скорость, исполнительный орган механизма.

Dobrobaba Yuri Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of the Department of Power Supply of
Industrial Enterprises,
Kuban state technological university

Ovsienko Victoria Alexandrovna

Student,
Kuban State technological university
alexandrovnav32@mail.ru

Annotation. In article the system of automatic regulation of angular speed of executive body of the mechanism is developed, the mathematical maintenance allowing to define parameters of the diagram of change of angular speed of executive body of the mechanism optimum on speed is received.

Keywords: transient performance optimal in speed, automatic control system, angular velocity, mechanism executive body.

В предыдущих статьях разработаны оптимальные по быстродействию диаграммы для малых и больших изменений угловой скорости исполнительного электропривода, а также близкая к оптимальной по быстродействию диаграмма для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока.

В данной работе планируется разработать оптимальные по быстродействию переходные характеристики системы автоматического регулирования угловой скорости исполнительного органа механизма.

На рисунке 1 представлена структурная схема автоматического регулирования угловой скорости исполнительного органа механизма, где приняты следующие обозначения:

ФКС – фильтр контура скорости;

РС – регулятор скорости;

РТ – регулятор тока;

ИП – импульсный преобразователь;

КУ – компенсирующее устройство;

$U_{зс}$ – задающее напряжение контура скорости, В;

$U_{зт}$ – задающее напряжение контура тока, В;

U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

$I_{я}$ – ток якорной цепи электродвигателя, А;

M_c – момент сопротивления электропривода, Н · м;

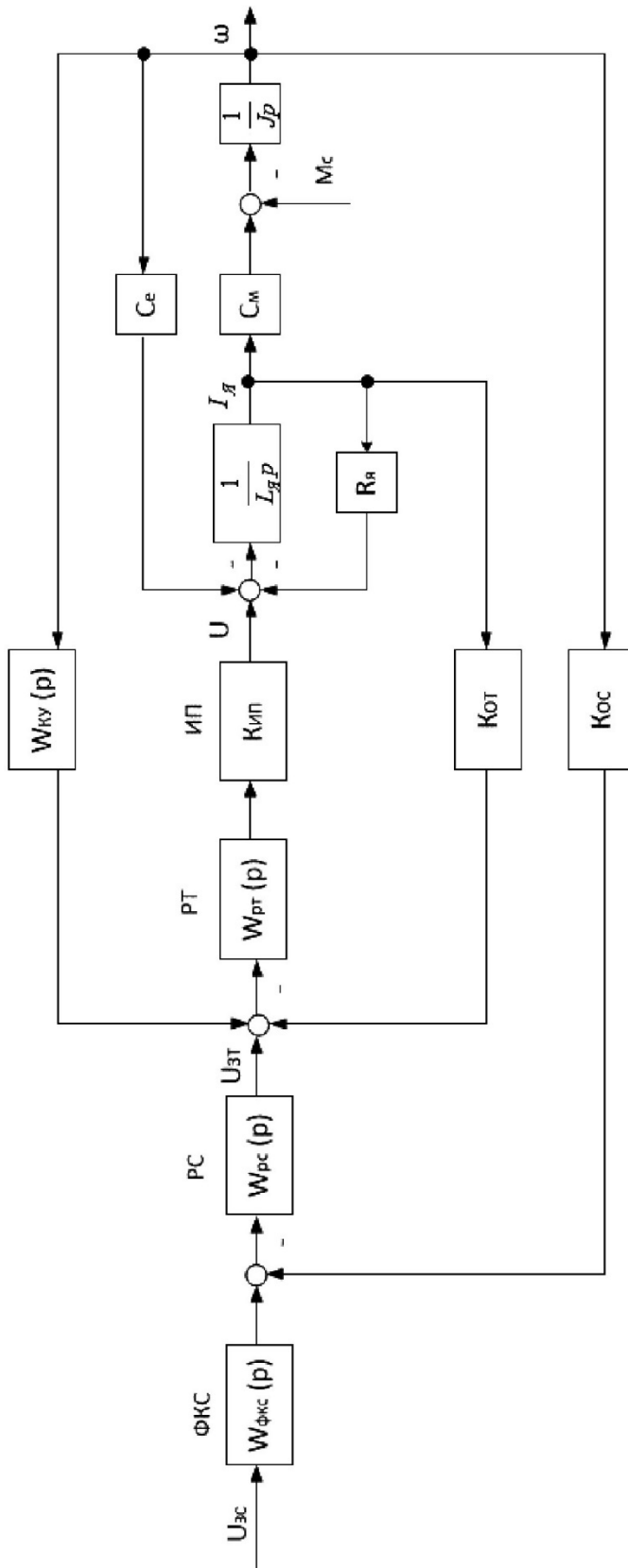


Рисунок 1 – Структурная схема системы автоматического регулирования угловой скорости исполнительного органа механизма

- ω – угловая скорость исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
 $K_{\text{ИП}}$ – коэффициент усиления ИП;
 C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС электродвигателя, $\frac{\text{В}\cdot\text{с}}{\text{рад}}$;
 C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с;
 $R_{\text{Я}}$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;
 $L_{\text{Я}}$ – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;
 J – момент инерции электропривода, кг·м².
 $K_{\text{ОТ}}$ – коэффициент обратной связи по току, Ом;
 $K_{\text{ОС}}$ – коэффициент обратной связи по скорости, $\frac{\text{В}\cdot\text{с}}{\text{рад}}$;
 $W_{\text{ФКС}}(p) = \frac{\tau_c p + 1}{\tau_{\text{РС}} p + 1}$;
 $W_{\text{РС}}(p) = \beta_{\text{РС}} \cdot \frac{\tau_{\text{РС}} p + 1}{\tau_{\text{РС}} p} \cdot \frac{T_{\text{РС}} p + 1}{T_{\text{С}} p + 1}$;
 $W_{\text{РТ}}(p) = \beta_{\text{РТ}} \cdot \frac{\tau_{\text{РТ}} p + 1}{\tau_{\text{РТ}} p}$;
 $W_{\text{КУ}}(p) = \frac{C_e}{\beta_{\text{РТ}}} \cdot \frac{\tau_{\text{РТ}} p}{\tau_{\text{РТ}} p + 1} \cdot \frac{1}{K_{\text{ИП}}}$;
 τ_c – постоянная времени ФКС, с;
 $\beta_{\text{РС}}$ – динамический коэффициент РС;
 $\tau_{\text{РС}}; T_{\text{РС}}; T_{\text{С}}$ – постоянные времени РС, с;
 $\beta_{\text{РТ}}$ – динамический коэффициент РТ;
 $\tau_{\text{РТ}}$ – постоянная времени РТ, с;
 p – комплексный параметр преобразования Лапласа, $\frac{1}{\text{с}}$.

Синтез контура тока

Для компенсации влияния отрицательной внутренней обратной связи по ЭДС двигателя используется компенсирующее устройство с передаточной функцией $W_{\text{КУ}}(p)$.

При выборе динамического коэффициента и постоянной времени регулятора тока, равными:

$$\beta_{\text{РТ}} = \frac{L_{\text{Я}}}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОТ}} T_{\mu}};$$

$$\tau_{\text{РТ}} = \frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}},$$

передаточная функция контура тока по каналу «задающее напряжение контура тока – ток якорной цепи электродвигателя» имеет вид передаточной функции первого порядка с постоянной времени T_{μ} , где T_{μ} – некомпенсируемая постоянная времени, с.

$$\frac{I_{\text{Я}}(p)}{U_{\text{ЗТ}}(p)} = \frac{1}{K_{\text{ОТ}}} \cdot \frac{1}{T_{\mu} p + 1}.$$

Синтез контура скорости

При выборе параметров регулятора скорости и фильтра контура скорости, равными:

$$\beta_{\text{РС}} = 3 \cdot \frac{K_{\text{ОТ}} J}{K_{\text{ОС}} C_M T_{\mu}};$$

$$T_{\text{РС}} = T_{\mu};$$

$$T_{\text{С}} = \frac{1}{9} T_{\mu};$$

$$\tau_{\text{РС}} = T_{\mu}.$$

Передаточная функция контура скорости по каналу управления «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» принимает вид:

$$\frac{\omega(p)}{U_{3C}(p)} = \frac{1}{K_{oc}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{27}T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{3}T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}.$$

Так как характеристическое уравнение контура скорости имеет три равных корня, то переходная характеристика по каналу управления имеет монотонный вид (отсутствует перерегулирование).

Этап 1. В интервале времени: $0 \leq t \leq t_1$.

$$U_{3C}(t) = U_{3C \max};$$

$$\omega(t) = \left[1 - \left(1 + 3 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} + \frac{9}{2} \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \frac{t}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}};$$

$$I_{Я}(t) = \frac{27}{2} \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \cdot e^{-3 \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \frac{J}{C_M T_{\mu}} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}};$$

$$U(t) = C_e \cdot \left[1 - \left(1 + 3 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} + \frac{9}{2} \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \frac{t}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}} + \frac{27}{2} \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \cdot e^{-3 \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \frac{R_{Я} J}{C_M T_{\mu}} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}} + \left(27 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} - \frac{81}{2} \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \frac{L_{Я} J}{C_M T_{\mu}^2} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}}.$$

Так как напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, в конце первого этапа равно допустимому значению напряжения, приложенного к якорной цепи электродвигателя, то:

$$U_{дон} = C_e \cdot \left[1 - \left(1 + 3 \cdot \frac{t_1}{T_{\mu}} + \frac{9}{2} \cdot \frac{t_1^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \frac{t_1}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}} + \frac{27}{2} \cdot \frac{t_1^2}{T_{\mu}^2} \cdot e^{-3 \frac{t_1}{T_{\mu}}} \cdot \frac{R_{Я} J}{C_M T_{\mu}} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}} + \left(27 \cdot \frac{t_1}{T_{\mu}} - \frac{81}{2} \cdot \frac{t_1^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \frac{t_1}{T_{\mu}}} \cdot \frac{L_{Я} J}{C_M T_{\mu}^2} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}}.$$

Из данного уравнения определяем длительность первого этапа.

Этап 2. В интервале времени $t_1 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$U(t) = U_{дон};$$

$$\omega(t) = A_2 \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_1}} + B_2 \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_2}} + C_2;$$

$$I_{Я}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \left[-\frac{A_2}{T_1} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_1}} - \frac{B_2}{T_2} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_2}} \right];$$

$$U_{3C}(t) = K_{oc} \cdot \left\{ \frac{1}{27} T_{\mu}^3 \cdot \left[-\frac{A_2}{T_1^3} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_1}} - \frac{B_2}{T_2^3} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_2}} \right] + \frac{1}{3} T_{\mu} \cdot \left[\frac{A_2}{T_1^2} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_1}} + \frac{B_2}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_2}} \right] + \right.$$

$$+T_{\mu} \cdot \left[-\frac{A_2}{T_1} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_1}} - \frac{B_2}{T_2} \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_2}} \right] + \left[A_2 \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_1}} + B_2 \cdot e^{-\frac{t-t_1}{T_2}} + C_2 \right],$$

где

$$A_2 = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \omega_1 + \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_1^{(1)} - \frac{T_1}{T_1 - T} \cdot \frac{U_{\partial on}}{C_e};$$

$$B_2 = -\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_1 - \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_1^{(1)} + \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\partial on}}{C_e};$$

$$C_2 = \frac{U_{\partial on}}{C_e}.$$

При этом:

$$\omega_1 = \left[1 - \left(1 + 3 \cdot \frac{t_1}{T_{\mu}} + \frac{9}{2} \cdot \frac{t_1^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \frac{t_1}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}};$$

$$\omega_1^{(1)} = \frac{27}{2T_{\mu}} \cdot \frac{t_1^2}{T_{\mu}^2} \cdot e^{-3 \frac{t_1}{T_{\mu}}} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}}.$$

Этап 3. В интервале времени $(t_1 + t_2) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$U_{3C}(t) = -U_{3C \max};$$

$$\omega(t) = A_3 \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}} + B_3 \cdot (t-t_1-t_2) \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}} + C_3 \cdot (t-t_1-t_2)^2 \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}} + D_3;$$

$$I_{Я}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \left[\left(-3 \cdot \frac{A_3}{T_{\mu}} + B_3 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_3}{T_{\mu}} + 2C_3 \right) \cdot (t-t_1-t_2) - 3 \cdot \frac{C_3}{T_{\mu}} \cdot (t-t_1-t_2)^2 \right] \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}};$$

$$U(t) = C_e \cdot \left\{ \left[A_3 + B_3 \cdot (t-t_1-t_2) + C_3 \cdot (t-t_1-t_2)^2 \right] \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}} - \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}} \right\} + \frac{R_{Я} J}{C_M} \cdot \left[\left(-3 \cdot \frac{A_3}{T_{\mu}} + B_3 \right) + \right.$$

$$\left. + \left(-3 \cdot \frac{B_3}{T_{\mu}} + 2C_3 \right) \cdot (t-t_1-t_2) - 3 \cdot \frac{C_3}{T_{\mu}} \cdot (t-t_1-t_2)^2 \right] \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}} + \frac{L_{Я} J}{C_M} \times$$

$$\times \left[\left(9 \cdot \frac{A_3}{T_{\mu}^2} - 6 \cdot \frac{B_3}{T_{\mu}} + 2C_3 \right) + \left(9 \cdot \frac{B_3}{T_{\mu}^2} - 12 \cdot \frac{C_3}{T_{\mu}} \right) \cdot (t-t_1-t_2) + 9 \cdot \frac{C_3}{T_{\mu}^2} \cdot (t-t_1-t_2)^2 \right] \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2}{T_{\mu}}},$$

где

$$A_3 = \omega_2 + \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}};$$

$$B_3 = \frac{3}{T_{\mu}} \cdot \omega_2 + \omega_2^{(1)} + \frac{3}{T_{\mu}} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}};$$

$$C_3 = \frac{9}{2T_{\mu}^2} \cdot \omega_2 + \frac{3}{T_{\mu}} \omega_2^{(1)} + \frac{1}{2} \omega_2^{(2)} + \frac{9}{2T_{\mu}^2} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{oc}};$$

$$D_3 = -\frac{U_{3C \max}}{K_{oc}}.$$

При этом:

$$\omega_2 = A_2 \cdot e^{-\frac{t_2}{T_1}} + B_2 \cdot e^{-\frac{t_2}{T_2}} + C_2;$$

$$\omega_2^{(1)} = -\frac{A_2}{T_1} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_1}} - \frac{B_2}{T_2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_2}};$$

$$\omega_2^{(2)} = \frac{A_2}{T_1^2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_1}} + \frac{B_2}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_2}}.$$

$$\omega_{\max}^{(1)} = \left\{ \omega_2^{(1)} + \left[\frac{3}{T_\mu} \cdot \omega_2^{(1)} + \omega_2^{(2)} \right] \cdot t_3 - \left[\frac{27}{2T_\mu^3} \cdot \omega_2 + \frac{9}{T_\mu^2} \cdot \omega_2^{(1)} + \frac{3}{2T_\mu} \cdot \omega_2^{(2)} + \frac{27}{2T_\mu^3} \cdot \frac{U_{3C\max}}{K_{OC}} \right] \cdot t_3^2 \right\} \cdot e^{-3 \cdot \frac{t_3}{T_\mu}}.$$

$$\omega_2^{(2)} - \left[\frac{27}{T_\mu^3} \cdot \omega_2 + \frac{27}{T_\mu^2} \cdot \omega_2^{(1)} + \frac{6}{T_\mu} \cdot \omega_2^{(2)} + \frac{27}{T_\mu^3} \cdot \frac{U_{3C\max}}{K_{OC}} \right] \cdot t_3 + \left[\frac{81}{2T_\mu^4} \cdot \omega_2 + \frac{27}{T_\mu^3} \cdot \omega_2^{(1)} + \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \omega_2^{(2)} + \frac{81}{2T_\mu^4} \cdot \frac{U_{3C\max}}{K_{OC}} \right] \cdot t_3^2 = 0.$$

Из вышеуказанных уравнений определяем длительности второго и третьего этапов соответственно.

Этап 4. В интервале времени $(t_1 + t_2 + t_3) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3 + t_4)$:

$$I_{Я}(t) = I_{дон};$$

$$\omega(t) = \omega_3 + \frac{C_M I_{дон}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3);$$

$$U(t) = C_e \cdot \left[\omega_3 + \frac{C_M I_{дон}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) \right] + R_{Я} I_{дон};$$

$$U_{3C}(t) = K_{OC} \cdot \left[T_\mu \cdot \frac{C_M I_{дон}}{J} + \omega_3 + \frac{C_M I_{дон}}{J} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3) \right].$$

При этом:

$$\omega_3 = \left(A_3 + B_3 \cdot t_3 + C_3 \cdot t_3^2 \right) \cdot e^{-3 \cdot \frac{t_3}{T_\mu}} - \frac{U_{3C\max}}{K_{OC}}.$$

Этап 5. В интервале времени $(t_1 + t_2 + t_3 + t_4) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5)$:

$$U_{3C}(t) = -U_{3C\max};$$

$$\omega(t) = A_5 \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}} + B_5 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4) \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}} + C_5 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4)^2 \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}} + D_5;$$

$$I_{Я}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \left[\left(-3 \cdot \frac{A_5}{T_\mu} + B_5 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_5}{T_\mu} + 2C_5 \right) \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4) - 3 \cdot \frac{C_5}{T_\mu} \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4)^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}};$$

$$U(t) = C_e \cdot \left\{ \left[A_5 + B_5 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4) + C_5 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4)^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}} - \frac{U_{3C\max}}{K_{OC}} \right\} +$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{R_{Я} J}{C_M} \cdot \left[\left(-3 \cdot \frac{A_5}{T_\mu} + B_5 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_5}{T_\mu} + 2C_5 \right) \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3 - t_4) - 3 \cdot \frac{C_5}{T_\mu} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] \times \\
 & \times e^{-3 \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}} + \frac{L_{Я} J}{C_M} \cdot \left[\left(9 \cdot \frac{A_5}{T_\mu^2} - 6 \cdot \frac{B_5}{T_\mu} + 2C_5 \right) + \left(9 \cdot \frac{B_5}{T_\mu^2} - 12 \cdot \frac{C_5}{T_\mu} \right) \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3 - t_4) + \right. \\
 & \left. + 9 \cdot \frac{C_5}{T_\mu^2} \cdot (t - t_1 - t_2 - t_3 - t_4)^2 \right] \cdot e^{-3 \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4}{T_\mu}},
 \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned}
 A_5 &= \omega_4 + \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}; \\
 B_5 &= \frac{3}{T_\mu} \cdot \omega_4 + \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{3}{T_\mu} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}; \\
 C_5 &= \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \omega_4 + \frac{3}{T_\mu} \cdot \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}; \\
 D_5 &= -\frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}.
 \end{aligned}$$

При этом:

$$\omega_4 = \omega_3 + \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} \cdot t_4.$$

Этап 6. В интервале времени $(t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6)$:

$$U(t) = -U_{\text{дон}};$$

$$\begin{aligned}
 \omega(t) &= A_6 \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_1}} + B_6 \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_2}} + C_6; \\
 I_{Я}(t) &= \frac{J}{C_M} \cdot \left[-\frac{A_6}{T_1} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_1}} - \frac{B_6}{T_2} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_2}} \right]; \\
 U(t) &= K_{OC} \cdot \left\{ \frac{1}{27} T_\mu^3 \cdot \left[-\frac{A_6}{T_1^3} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_1}} - \frac{B_6}{T_2^3} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_2}} \right] + \frac{1}{3} T_\mu^2 \times \right. \\
 & \times \left[\frac{A_6}{T_1^2} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_1}} + \frac{B_6}{T_2^2} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_2}} \right] + T_\mu \cdot \left[-\frac{A_6}{T_1} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_1}} - \frac{B_6}{T_2} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_2}} \right] + \\
 & \left. + \left[A_6 \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_1}} + B_6 \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5}{T_2}} + C_6 \right] \right\},
 \end{aligned}$$

где

$$A_6 = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \omega_5 + \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_5^{(1)} + \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e};$$

$$B_6 = -\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_5 - \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_5^{(1)} - \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e};$$

$$C_6 = -\frac{U_{\text{дон}}}{C_e}.$$

При этом:

$$\omega_5 = \left(A_5 + B_5 \cdot t_5 + C_5 \cdot t_5^2 \right) \cdot e^{-3 \cdot \frac{t_5}{T_\mu}} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}};$$

$$\omega_5^{(1)} = \left[\left(-3 \cdot \frac{A_5}{T_\mu} + B_5 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_5}{T_\mu} + 2C_5 \right) \cdot t_5 - 3 \cdot \frac{C_5}{T_\mu} \cdot t_5^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t_5}{T_\mu}};$$

Этап 7. В интервале времени $(t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7)$:

$$U_{3C}(t) = U_{3C \max};$$

$$\omega(t) = A_7 \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}} + B_7 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6) \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}} +$$

$$+ C_7 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6)^2 \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}} + D_7;$$

$$I_{Я}(t) = \frac{J}{C_M} \cdot \left[\left(-3 \cdot \frac{A_7}{T_\mu} + B_7 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_7}{T_\mu} + 2C_7 \right) \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6) - 3 \cdot \frac{C_7}{T_\mu} \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6)^2 \right] \times$$

$$\times e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}};$$

$$U(t) = C_e \cdot \left\{ \left[A_7 + B_7 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6) + C_7 \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6)^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}} + \right.$$

$$\left. + \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right\} + \frac{R_{Я} J}{C_M} \cdot \left[\left(-3 \cdot \frac{A_7}{T_\mu} + B_7 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_7}{T_\mu} + 2C_7 \right) \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6) - \right.$$

$$\left. - 3 \cdot \frac{C_7}{T_\mu} \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6)^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}} + \frac{L_{Я} J}{C_M} \cdot \left[\left(9 \cdot \frac{A_7}{T_\mu^2} - 6 \cdot \frac{B_7}{T_\mu} + 2C_7 \right) + \right.$$

$$\left. + \left(9 \cdot \frac{B_7}{T_\mu^2} - 12 \frac{C_7}{T_\mu} \right) \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6) + 9 \cdot \frac{C_7}{T_\mu^2} \cdot (t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6)^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t-t_1-t_2-t_3-t_4-t_5-t_6}{T_\mu}},$$

где

$$A_7 = \omega_6 - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}};$$

$$B_7 = \frac{3}{T_\mu} \omega_6 + \omega_6^{(1)} - \frac{3}{T_\mu} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}};$$

$$C_7 = \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \omega_6 + \frac{3}{T_\mu} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{1}{2} \cdot \omega_6^{(2)} - \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}.$$

$$D_7 = \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}.$$

При этом:

$$\omega_6 = A_6 \cdot e^{\frac{t_6}{T_1}} + B_6 \cdot e^{\frac{t_6}{T_2}} + C_6;$$

$$\omega_6^{(1)} = -\frac{A_6}{T_1} \cdot e^{\frac{t_6}{T_1}} - \frac{B_6}{T_2} \cdot e^{\frac{t_6}{T_2}};$$

$$\omega_6^{(2)} = \frac{A_6}{T_1^2} \cdot e^{\frac{t_6}{T_1}} + \frac{B_6}{T_2^2} \cdot e^{\frac{t_6}{T_2}}.$$

Так как угловая скорость исполнительного органа механизма в конце седьмого этапа равна конечному значению угловой скорости исполнительного органа механизма, то:

$$\omega_{кон} = (A_7 + B_7 \cdot t_7 + C_7 \cdot t_7^2) e^{-3 \frac{t_7}{T_\mu}} + \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}.$$

Так как первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма в конце седьмого этапа равна нулю, то:

$$\left(-3 \cdot \frac{A_7}{T_\mu} + B_7 \right) + \left(-3 \cdot \frac{B_7}{T_\mu} + 2C_7 \right) \cdot t_7 - 3 \cdot \frac{C_7}{T_\mu} \cdot t_7^2 = 0.$$

Так как вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма в конце седьмого этапа равна нулю, то:

$$\left(9 \cdot \frac{A_7}{T_\mu^2} - 6 \cdot \frac{B_7}{T_\mu^2} + 2C_7 \right) + \left(9 \cdot \frac{B_7}{T_\mu^2} - 12 \cdot \frac{C_7}{T_\mu^2} \right) \cdot t_7 + 9 \cdot \frac{C_7}{T_\mu^2} \cdot t_7^2 = 0.$$

Из системы уравнений получаем коэффициенты:

$$\begin{cases} C_7 = \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}}; \\ B_7 = \frac{3}{T_\mu} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}} - \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7 \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}}; \\ A_7 = \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}} - \frac{3}{T_\mu} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7 \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}} + \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7^2 \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}}. \end{cases}$$

При этом:

$$I_{Я7} = 0;$$

$$I_{Я7}^{(1)} = 0;$$

$$U_7 = C_e \omega_{кон}.$$

Из полученных коэффициентов следует:

$$\omega_6 = \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}} - \frac{3}{T_\mu} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7 \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}} + \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \left(\omega_{кон} - \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7^2 \cdot e^{\frac{3 \cdot t_7}{T_\mu}} + \frac{U_{3C \max}}{K_{OC}}.$$

$$\omega_6^{(1)} = -\frac{27}{2T_\mu^3} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7^2 \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}}.$$

$$\omega_6^{(2)} = \frac{27}{2T_\mu^3} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7 \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} + \frac{81}{2T_\mu^4} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_7^2 \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}}.$$

При этом:

$$I_{Я6} = -\frac{27}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \frac{J}{C_M T_\mu} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right);$$

$$I_{Я6}^{(1)} = \left(27 \cdot \frac{t_7}{T_\mu} + \frac{81}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \right) \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \frac{J}{C_M T_\mu} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right);$$

$$U_6 = C_e \cdot \left[\frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} + \left(1 - 3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu} + \frac{9}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \right) \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \right] - \frac{27}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \frac{R_{Я} J}{C_M T_\mu} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) +$$

$$+ \left(27 \cdot \frac{t_7}{T_\mu} + \frac{81}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \right) \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \frac{L_{Я} J}{C_M T_\mu^2} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right).$$

Так как напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, в конце шестого этапа равно допустимому значению напряжения, приложенного к якорной цепи электродвигателя, со знаком «минус», то:

$$-U_{\text{дон}} = C_e \cdot \left[\frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} + \left(1 - 3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu} + \frac{9}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \right) \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \right] - \frac{27}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \frac{R_{Я} J}{C_M T_\mu} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) +$$

$$+ \left(27 \cdot \frac{t_7}{T_\mu} + \frac{81}{2} \cdot \frac{t_7^2}{T_\mu^2} \right) \cdot e^{3 \cdot \frac{t_7}{T_\mu}} \cdot \frac{L_{Я} J}{C_M T_\mu^2} \cdot \left(\omega_{\text{кон}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right).$$

Из данного уравнения определяется длительность седьмого этапа.

Из зависимостей для конечных значений скорости и ее первой и второй производных в конце шестого этапа следует, что:

$$A_6 = \left[\frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot \omega_6 + \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_1}}.$$

$$B_6 = - \left[\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6 + \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_2}}.$$

$$\omega_6^{(2)} = -\frac{1}{T_1 T_2} \cdot \omega_6 - \frac{T_1 + T_2}{T_1 T_2} \cdot \omega_6^{(1)} - \frac{1}{T_1 T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e}.$$

Аналогично из зависимостей для конечных значений скорости исполнительного органа механизма и ее первой и второй производных в конце пятого этапа следует, что:

$$\omega_5 = \left[\frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6 + \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_1}} - \left[\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6 + \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_2}} -$$

$$-\frac{U_{\text{дон}}}{C_e};$$

$$\omega_5^{(1)} = - \left[\frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6 + \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_1}} + \left[\frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6 + \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_2}};$$

$$\omega_5^{(2)} = \left[\frac{1}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \omega_6 + \frac{T_2}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{1}{T_1 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_1}} - \left[\frac{1}{T_2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \omega_6 + \frac{T_1}{T_2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \omega_6^{(1)} + \frac{1}{T_2 \cdot (T_1 - T_2)} \cdot \frac{U_{\text{дон}}}{C_e} \right] \cdot e^{-\frac{t_6}{T_2}}.$$

С другой стороны в конце пятого этапа угловая скорость исполнительного органа механизма и ее первая и вторая производная равны:

$$\omega_5 = \left[\left(\omega_4 + \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) + \left(\frac{3}{T_\mu} \cdot \omega_4 + \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{3}{T_\mu} \cdot \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_5 + \left(\frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \omega_4 + \frac{3}{T_\mu} \cdot \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{9}{2T_\mu^2} \cdot \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_5^2 \right] \times e^{-3 \cdot \frac{t_5}{T_\mu}} - \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}};$$

$$\omega_5^{(1)} = \left[\frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{3}{T_\mu} \cdot \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} \cdot t_5 - \left(\frac{27}{2T_\mu^3} \cdot \omega_4 + \frac{9}{T_\mu^2} \cdot \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{27}{2T_\mu^3} \cdot \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_5^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t_5}{T_\mu}};$$

$$\omega_5^{(2)} = \left[- \left(\frac{27}{T_\mu^3} \cdot \omega_4 + \frac{27}{T_\mu^2} \cdot \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{27}{T_\mu^3} \cdot \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_5 + \left(\frac{81}{2T_\mu^4} \cdot \omega_4 + \frac{27}{T_\mu^3} \cdot \frac{C_M I_{\text{дон}}}{J} + \frac{81}{2T_\mu^4} \cdot \frac{U_{3C\text{max}}}{K_{OC}} \right) \cdot t_5^2 \right] \cdot e^{-3 \cdot \frac{t_5}{T_\mu}}.$$

Из вышеуказанной системы, состоящей из шести уравнений, определяем: значение угловой скорости исполнительного органа механизма в конце четвертого этапа, значение угловой скорости исполнительного органа механизма в конце пятого этапа, значение первой производной угловой скорости исполнительного органа механизма в конце пятого этапа, значение второй производной угловой скорости исполнительного органа механизма в конце пятого этапа, значения длительности пятого и шестого этапов.

Длительность четвертого этапа определяется уравнением:

$$t_4 = \frac{(\omega_4 - \omega_3) \cdot J}{C_M I_{\text{дон}}}.$$

Вывод

Таким образом, разработан алгоритм для определения параметров оптимальных по быстродействию переходных характеристик для системы автоматического регулирования угловой скорости исполнительного органа механизма.

УДК 311.2

ПОВЫШЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ОБЪЕКТА
◆◆◆◆
INCREASING THE INVESTMENT ATTRACTIVENESS OF THE OBJECT

Заворотынская Виктория Владимировна
бакалавр,
Кубанский государственный
технологический университет
zavorotynskaya_555@mail.ru

Тхазеплова Дана Александровна
бакалавр,
Кубанский государственный
технологический университет
iwogue23@mail.ru

Машков Денис Сергеевич
магистр,
Кубанский государственный
технологический университет
m.d.s1994@mail.ru

Шиховцов Алексей Александрович
доцент кафедры технологии,
организации, экономики строительства
и управления недвижимостью;
кандидат физико-математических наук,
Кубанский государственный
технологический университет
alexey.shikhovtsov@mail.ru

Аннотация. В данной статье дано определение инвестиционной привлекательности объекта. Приведены способы повышения привлекательности объектов недвижимости, а также описана суть каждого из них. Все вышеизложенное обусловило актуальность и социальную потребность осуществления дополнительных научных разработок по избранной проблеме.

Ключевые слова: привлекательность объекта, развитие, рынок, инвестиции.

Zavorotinskaya Victoria Vladimirovna
Bachelor,
Kuban state technological university
zavorotynskaya_555@mail.ru

Thazeplova Dana Alexandrovna
Bachelor,
Kuban state technological university
iwogue23@mail.ru

Mashkov Denis Sergeyevich
Master,
Kuban state technological university
m.d.s1994@mail.ru

Shikhovtsov Alexey Alexandrovich
Associate professor Department
of technology, organization,
economics of construction
and real estate management;
Candidate of physical
and mathematical sciences,
Kuban state technological university
alexey.shikhovtsov@mail.ru

Annotation. This article defines the investment attractiveness of an object. Ways to increase the attractiveness of real estate are described, as well as the essence of each of them is described. All of the above determined the relevance and social need for the implementation of additional scientific developments on the chosen problem.

Keywords: attractiveness of the object, development, market, investment.

В условиях рыночной экономики каждое предприятие потенциально представляет собой инвестиционный проект. Такой проект должен быть тщательно обусловлен: необходимо проанализировать его сильные и слабые стороны для представления потенциальным инвесторам, а также обеспечить эффективный мониторинг процесса его реализации. При этом ключевая проблема заключается в инвестиционной привлекательности предприятия – целесообразности вложения свободных денежных средств именно в него.

Основной и наиболее общей целью привлечения инвестиций в строительство является повышение эффективности деятельности предприятия, то есть результатом любого выбранного способа вложения инвестиционных средств при грамотном управлении должен являться рост стоимости компании и других показателей ее деятельности.

Стратегия повышения инвестиционной привлекательности отраслей экономики имеет большое значение для привлечения прямых иностранных инвестиций. В этой связи особенно интересен опыт Ирландии – страны, которая добилась успеха за счет четко сформулированной активной политики, направленной на развитие конкретных отраслей промышленности, в которой в настоящее время более двух третей всей промышленной продукции производится иностранными фирмами, а иностранные инвестиции позволили в последние годы добиться высоких темпов экономического роста [1, с. 59].

Исследования, опирающиеся на опыт 50 промышленно развитых и развивающихся стран, показали, что маркетинговые расходы на поощрение инвестиций способствуют росту прямых иностранных инвестиций. Был сделан вывод, что каждый доллар, потраченный на продвижение инвестиционного имиджа, мог принести прибыль, чистая приведенная (дисконтированная) стоимость которой достигла 4 доллара.

Все типы сделок с собственностью, основанные на рыночной стоимости, требуют адекватной оценки и тщательного анализа экономического поведения инвесторов и других участников рынка. Влияние рыночного поведения на принятие финансовых решений частных лиц, компаний, органов власти диктует концепцию наиболее эффективного использования недвижимости. Рыночные факторы определяют рыночную стоимость, поэтому требования рыночных сил к объектам недвижимости имеют большое значение для определения наиболее эффективного вида использования.

Инновационные инструменты повышения инвестиционной привлекательности можно разделить на 3 группы: инновации в сфере строительства; инновации в структуре организации; инновационные формы взаимодействия с инвесторами [2, с. 63].

Развитие – необходимая составляющая процессов, происходящих вокруг нас, без которой становится невозможным повышение качества нашей жизни. Для увеличения эффективности строительных работ, то бишь снижения себестоимости, уменьшения сроков строительства и снижения рисков необходимы инновации. Это приведет к повышению доходности строительного проекта.

В современном бизнес – окружении при стремительно растущей сложности и многогранности проектов, когда перед организациями ставятся задачи для достижения поставленных целей в кратчайшие сроки и с минимальными затратами, просто невозможно рассматривать методологию управления проектами без современных информационных технологий [3, с. 239]. Данным способом также повышают инвестиционную привлекательность проекта.

Инновации в структуре организации также являются инструментом повышения инвестиционной привлекательности. От структуры зависят такие характеристики как: распределение ответственности за выполнение проекта, следовательно, диверсификация рисков; качество выполнения этапов строительного проекта; сроки реализации; себестоимость проекта [4, с. 272].

Критерии повышения инвестиционной привлекательностью объектов недвижимости на макроуровне выглядят следующим образом:



Рисунок 1 – Критерии повышения инвестиционной привлекательностью объектов недвижимости на макроуровне

Многие из действующих инвесторов и собственников недвижимости осознают невозможность оказывать существенное влияние на развитие макроуровня (рынка), но продолжают искать пути и возможности реализации своего права на инвестиции.

Инвестиционная привлекательность растет благодаря растущему платежеспособному спросу населения, следовательно, повышению рыночных цен на недвижимость, повышению эффективности строительных компаний, строгому государственному контролю за качеством и выполнением условий договора как между инвестором и застройщиком, так и между застройщиком и покупателями, сотрудниками, контрагентами [5, с. 284].

Особое внимание уделяется определению тех параметров, наличие которых напрямую или косвенно связано с конкретным объектом недвижимости.

Как показывает практика, от параметров, или критериев микроуровня в большинстве своем и зависит не только привлекательность девелоперского проекта, но и успешная реализация инвестиционной сделки, связанной с объектом недвижимости.

Таким образом, привлечение инвестиций для строительных предприятий – достаточно четко определённый, хоть и сложный процесс. Предприятие может сформировать программу мероприятий для повышения инвестиционной привлекательности, исходя из своих индивидуальных особенностей и сложившейся конъюнктуры рынков капитала. Реализация данной программы позволяет ускорить привлечение финансовых ресурсов и снизить их стоимость.

Литература

1. Эсетова А.М. Зарубежный опыт повышения инвестиционной привлекательности объектов промышленного строительства и возможности его применения РФ / А.М. Эсетова, И.М. Мейланов – ДГТУ, 2013. – С. 59.
2. Цыбикжапов А.С. Инновационные инструменты повышения инвестиционной привлекательности объектов жилищного строительства. – Улан-Удэ : Восточно-Сибирский ГуТиУ, 2017. – С. 63.
3. Шиховцов А.А. Становление управления проектами в Российской Федерации / О.К. Пилипчук, А.А. Шиховцов, М.В. Волоконский – КубГТУ, 2018. – С. 239.
4. Касатонов В.Ю. Проектное финансирование: организация, управление риском, страхование / В.Ю. Касатонов, Д.С. Морозов. – М. : Анкил, 2000. – 272 с.
5. Идрисов А.Б. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций / А.Б. Идрисов, С.В. Картышев, А.В. Постников. – М. : Филинь, 1997. – 284 с.

References

1. Esetova A.M. Foreign experience of increasing of investment attractiveness of industrial construction objects and possibility of its application in Russia / A.M. Esetova, I.M. Meilanov. – DSTU, 2013. – P. 59.
2. Tsybikzhapov A.S. Innovative tools to increase investment attractiveness of the housing construction objects. – Ulan-Ude : East-Siberian GuTiU, 2017. – P. 63.
3. Shikhovtsov A.A. Establishment of the project management in the Russian Federation / O.K. Pilipchuk, A.A. Shikhovtsov, M.V. Volokonskiy. – Kuban state technical university, 2018. – P. 239.
4. Kasatonov V.Yu. Project financing: organization, risk management, insurance / V.Yu. Kasatonov, D.S. Morozov. – M. : Ankil, 2000. – 272 p.
5. Idrisov A.B. Strategic Planning and Analysis of Investment Efficiency / A.B. Idrisov, C.V. Kartyshev, A.V. Postnikov. – M. : Filin, 1997. – 284 p.

УДК 528.4

**ВНЕСЕНИЕ В ЕДИНЫЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР НЕДВИЖИМОСТИ
СВЕДЕНИЙ ОБ ОБЪЕКТАХ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**



**ADMISSION OF CULTURAL HERITAGE OBJECTS
TO THE UNITED STATE REGISTER OF REAL ESTATE**

Дьякова Нелли Алексеевна
студентка группы 18-СБ-ЗК1,
Кубанский государственный
технологический университет
nellidya@mail.ru

Осенняя Анна Витальевна
заведующая кафедрой
кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
avosen@mail.ru

Аннотация. Объекты историко-культурного наследия несут важную миссию для настоящих и будущих поколений. Актуальность исследуемого вопроса обусловлена существованием острой проблемы относительно выявления и сохранения объектов культурного наследия, в частности в городе Краснодаре. В работе приведены основные особенности выявления объектов культурного наследия и проблемы, существующие в области охраны объектов историко-культурного наследия Краснодарского края.

Ключевые слова: объект культурного наследия; единый государственный реестр объектов культурного наследия; охрана объектов культурного наследия.

Dyakova Nelli Alekseevna
Student group 18-SB-ZK1,
Kuban state technological university
nellidya@mail.ru

Osennyaya Anna Vitalievna
Department of Cadastre
and Geoengineering,
Kuban state technological university
avosen@mail.ru

Annotation. The objects of historical and cultural heritage carry an important mission for present and future generations. The relevance of the issue under study is due to the existence of an acute problem regarding the identification and preservation of cultural heritage sites, in particular in the city of Krasnodar. The paper presents the main features of identifying objects of cultural heritage and the problems that exist in the field of protection of objects of historical and cultural heritage of the Krasnodar Territory.

Keywords: object of cultural heritage; unified state register of cultural heritage objects; protection of cultural heritage sites.

Формирование отечественного законодательства в области сохранения объектов историко-культурного наследия (ОИКН) берет своё начало в XVIII веке. Так в Петровских указах [1] содержится важнейшая мысль о сохранении культурного наследия человечества, которое являлось свидетелем исторических событий. Изначально интерес к объектам культурного наследия (ОКН) носил характер коллекционирования предметов древности, но постепенно интерес перешёл и на старинные здания и сооружения [2, 3]. На современном этапе развития общества основными причинами сохранения ОКН является их ценность в культурном и историческом значении [4]. Осложняет процесс охраны ОКН неосознанность местным населением (в лице органов местного самоуправления) исторической и культурной ценности таких объектов, а следовательно – и незаинтересованность в ее сохранении, практическое отсутствие финансирования мероприятий по ремонтно-реставрационным работам, а также слабая изученность объектов [5]. Следствием этого может быть полная утрата самобытности городов, что, в свою очередь, отразится на культурной уникальности регионов [6].

Краснодарский край обладает насыщенной историей, которая оставила отпечатки в виде 8947 объектов культурного наследия, в т.ч.: 5881 памятников, 2918 ансамблей и 148 достопримечательных мест [7 (ст. 3), 8]. Вопросы охраны ОКН становятся все более актуальными, необходимость в их сохранении и популяризации влечет за собой и потребность в совершенствовании механизма государственного учета этих объектов. В 2002 году вышел закон, согласно которому гарантируется сохранность ОКН в интересах настоящего и будущего поколений народов РФ посредством внесения их в Единый государственный реестр объектов культурного наследия (ЕГРОКН), выделения территории памятника и зоны его охраны, в пределах границ которых определяются режимы использования и хозяйствования [7 (ст. 3.1)].

Работа по выявлению объектов, обладающих признаками ОКН, осуществляется заинтересованным лицом (физическим или юридическим) за счет средств заказчика и представляет собой подготовку сведений об историко-культурной ценности объекта, которые бы обосновывали причину отнесения объекта к объектам, обладающим признаками ОКН. Данная работа включает в себя: визуальный осмотр и фотофиксацию объекта, сбор документов и материалов об историко-культурной ценности объекта, изучение и анализ полученных документов и сведений с точки зрения истории, архитектуры, градостроительства, искусства, науки и техники, эстетики, этнологии или антропологии, социальной культуры.

По результатам проведения работ по выявлению объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, заявитель вправе направить в региональный орган охраны ОКН заявление о включении объекта, обладающего признаками ОКН, в ЕГРОКН. Данное заявление должно содержать актуальные и достоверные сведения об объекте, также к нему прилагаются: сведения о местонахождении объекта, сведения об исторических и культурных ценности объекта и иные сведения (при наличии).

При несоблюдении вышеуказанных требований Региональный орган охраны ОКН возвращает заявление и прилагающиеся к нему документы с мотивированным обоснованием причин возврата. В случае положительного решения органа охраны производится учет данного объекта и его включение в список объектов, обладающих признаками ОКН [9]. При этом ОКН предоставляется государственная охрана. После принятия решения о включении объекта в перечень выявленных ОКН, указанные документы и сведения направляются в орган регистрации прав, который вносит сведения о соответствующем ОКН как об объекте недвижимости в ЕГРН. Данные сведения содержат графическое описание местоположения границ территории ОКН с перечнем координат характерных точек этих границ в системе координат, установленной для ведения ЕГРН, также в ЕГРН предоставляются координаты границ охранных зон, которые налагают определенные ограничения на использование самого ОКН и земельного участка, на котором он расположен [10 (ст. 20, 34)].

Следует обратить внимание на то, что зачастую собственники земельных участков, граничащих с земельными участками под ОИКН, возводя на своем участке различные капитальные и некапитальные постройки, не подозревают, что ведут строительство в охранных зонах объектов культурного наследия и не догадываются о каких-либо обременениях принадлежащих им участков. Однако, это не уменьшает их ответственности при обращении в суд органов, уполномоченных в сфере охраны памятников культуры, или органов местного самоуправления [11]. Подобные правовые коллизии происходят вследствие недостаточно четко налаженного межведомственного информационного взаимодействия, в результате в сведениях ЕГРН не всегда присутствуют данные об охранных зонах ОКН и обременениях (ограничениях), наложенных на земельные участки.

В заключении хотелось бы отметить, что существует ряд проблем, связанных с учетом ОКН. Так, например, проблемы могут возникнуть ещё на стадии выявления данных объектов, по различным причинам, таким как: отсутствие финансирования на проведение данных мероприятий, отсутствие инициатив постановки на охрану тех или иных объектов со стороны общественности или общественных организаций, нежелание госоргана ставить на охрану определенные памятники в связи со сложностями в их дальнейшем сохранении (у памятника нет собственника, содержать его попросту некому, и даже чтобы добраться туда с целью обследования его состояния, необходимо организовать практически целую экспедицию) [12]. Проблемой является также и незаинтересованность собственника объекта недвижимости в присвоении статуса ОКН, что связано с определенными ограничениями в режиме использования объекта, с определенным ростом затрат на содержание и ремонт ОКН, с усилением контроля со стороны органов охраны ОКН. Следует отметить, что не менее значимой является проблема четкой организации процесса мониторинга ОКН, необходимо организовать контроль за проведением требуемых охранных мероприятий уже после учета ОКН в ЕГРОКН.

Проблемой является также и то, что памятники археологии, такие как курганы, могильники, располагаются на землях сельскохозяйственного назначения и для отвода земель под ОИКН необходимо предварительно перевести эти земли в категорию земель особо охраняемых территорий, что особенно актуально для территории Краснодарского края.

Литература

1. Полное собрание законов Российской Империи. – 1713–1719. – Собрание 1. – Том 5. – Законы: № 3054, № 3159, № 3160. – URL : <http://www.nlr.ru/>
2. Михайлов Н.В. Государственно-правовая охрана историко-культурного наследия России во второй половине XX века. – М. : ЮНИТИ ДАНА, Закон и право, 2001. – 280 с.
3. Голякова Ю.Е. Становление и развитие системы кадастрового учета и охраны объектов историко-культурного наследия в России. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=18762990&>
4. Кивачицкая Е.М. Значение земель историко-культурного назначения в социально-экономическом развитии территорий. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41585330>
5. Тимошенко Д.И. Актуальность учета зон охраны объектов культурного наследия в документах территориального планирования. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=40803609>
6. Прислонова Д.В. К проблеме сохранения ценной исторической застройки в малых городах Сибири (на примере усадьбы А.М. Трескова в городе Ачинске). – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28797581>
7. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации : Федеральный закон от 25.06.2002 № 73-ФЗ.
8. Официальный сайт Минкультуры России / Открытые данные; Данные; Сведения из Единого государственного реестра объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации. – URL : <https://opendata.mkrf.ru/opendata/7705851331-egrkn/>
9. Об утверждении порядка проведения работ по выявлению объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, и государственному учету объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия : Приказ Минкультуры России от 02.07.2015 № 1905.
10. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации : Федеральный закон от 25.06.2002 № 73-ФЗ (ред. от 18.07.2019).
11. Белякова Е.А., Семенова С.В. Обоснование проекта охранной зоны объекта историко-культурного наследия Пензенской области. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29865457>
12. Алёхин В.Д. Проблемы выявления и государственного учета историко-культурных памятников в Мурманской области. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=34957472>

References

1. Complete collection of laws of the Russian Empire. – 1713–1719. – Collection 1. – Volume 5. – For-Cons: № 3054, № 3159, № 3160. – URL : <http://www.nlr.ru/>
2. Mikhailov N.V. State legal protection of historical and cultural heritage of Russia in the second half of XX century. – M. : UNITI DANA, Law and Law, 2001. – 280 p.
3. Golyakova Y.E. Establishment and development of the system of cadastral registration and protection of historical and cultural heritage objects in Russia. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=18762990&>
4. Kivachitskaya E.M. Significance of lands of historical and cultural purpose in social and economic development of territories. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41585330>
5. Tymoshenko D.I. Relevance of registration of zones of cultural heritage objects protection in documentations of territorial planning. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=40803609>
6. Prislsonova D.V. To the problem of preservation of valuable historical building in small towns of Siberia (on the example of A.M. Treskov's estate in Achinsk city). – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28797581>
7. On Objects of Cultural Heritage (Monuments of History and Culture) of the Peoples of the Russian Federation : Federal Law № 73-FZ dated 25.06.2002.
8. Official website of the Ministry of Culture of the Russian Federation / Open data; Data; Information from the Uniform State Register of Cultural Heritage Objects (historical and cultural monuments) of the peoples of the Russian Federation. – URL : <https://opendata.mkrf.ru/opendata/7705851331-egrkn/>
9. On Approval of the Procedure for Identification of Objects possessing Cultural Heritage Object Features and State Registration of Objects possessing Cultural Heritage Object Features : Order of the Ministry of Culture of Russia № 1905 dated 02.07.2015.
10. On Objects of Cultural Heritage (Monuments of History and Culture) of the Peoples of the Russian Federation : Federal Law № 73-FZ dated 25.06.2002 (ed. 18.07.2019).
11. Belyakova E.A., Semyonova S.V. Justification of the project of the protected zone for the object of historical and cultural heritage of Penza region. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29865457>
12. Alyokhin V.D. Problems of revealing and state registration of historical and cultural monuments in Murmansk region. – URL : <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=34957472>

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

ОСОБЕННОСТИ БИЛИНГВАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ СТУДЕНТОВ
В ВУЗАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯFEATURES OF BILINGUAL TRAINING OF STUDENTS
IN TECHNICAL UNIVERSITIES**Дворная Зинаида Михайловна**Кубанский государственный
технологический университет
zinaida11-12@ya.ru**Коновалов Дмитрий Владимирович**Кубанский государственный
технологический университет**Дворная Зинаида Львовна**Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Рассматриваются актуальные вопросы формирования коммуникативных компетенций при билингвальном обучении студентов технических вузов. Подчеркивается актуальность использования искусственного билингвизма в процессе учебной и профессиональной деятельности.

Ключевые слова: лингводидактика, искусственный билингвизм, деятельностный подход, межкультурная коммуникация, сопоставительный аспект, билингвальное обучение.

Dvornaya Zinaida MichailovnaKuban state technological university
zinaida11-12@ya.ru**Konovalev Dmitry Vladimirovitch**

Kuban state technological university

Dvornaya Zinaida Lvovna

Kuban state technological university

Annotation. The article deals with topical issues of formation of communicative competence in bilingual training of students of technical universities. The relevance of using artificial bilingualism in the process of educational and professional activities is emphasized.

Keywords: linguodidactics, artificial bilingualism, activity approach, cross-cultural communication, comparative aspect, bilingual education.

В последние десятилетия в лингвистике, лингводидактике, педагогике и психологии высшей школы активно обсуждаются вопросы, связанные как с собственно билингвизмом: естественным и искусственным, так и с билингвальным обучением студентов, магистрантов, выпускников вузов, молодых специалистов.

В рамках обозначенной темы нами будут рассмотрены некоторые аспекты лингводидактики, отражающие возможность использования в научно-учебной и в будущей профессиональной деятельности студентов и выпускников технических вузов искусственного билингвизма.

Исследователи обращают внимание на эффективность и успешность обучения студентов-билингвов в процессе научно-познавательной и учебной деятельности, а также в процессе приобретения профессиональных знаний, навыков и умений.

В связи с вышеизложенным стоит обратить внимание на ценное наблюдение специалистов, согласно которому «отличительные характеристики искусственного билингва как коммуникативной личности проявляются в более комплексном характере его коммуникативной компетенции, в широте и свободе выбора коммуникативных средств, в большей гибкости и динамичности по сравнению с монолингвом» [1, с. 87].

Проблемы, связанные со спецификой билингвизма (двуязычия), его теоретическим обоснованием и практическим применением, затрагиваются в научных трудах как зарубежных, так и российских исследователей. У истоков отечественных исследований, посвященных проблемам билингвального обучения, стоят имена видных ученых-психолингвистов, педагогов, языковедов: Ф.П. Филина, А.А. Леонтьева, Р.К. Миньяр-Белоручева, В.Г. Костомарова, Е.М. Верещагина, Л.Г. Кашкуревича и других.

Так, Л.Г. Кашкуревичем разработана стройная и логичная система эффективных упражнений по формированию двуязычия у российских и иностранных студентов (на базе популярного в лингводидактике деятельностного подхода). Разнообразные по сложности и по целеустановке задания направлены на развитие универсальных умений и навыков использования двух языковых систем.

В основу авторской методики ученого положена комплексная устная и письменная работа с исходным текстом, обеспечивающая «полноценное усвоение и запоминание считываемой информации...»; по справедливому заключению автора, это «позволяет утверждать, что универсальные умения, необходимые билингу для эффективного понимания, запоминания и свертывания исходного текста в процессе устного перевода с листа, конспектирования, реферирования и аннотирования, зависят, в частности, от степени сформированности механизма переключения с одного вида чтения про себя на другой, позволяющего... быстро выделять информацию различной коммуникативной ценности» [2, с. 16].

Как отмечают специалисты в области лингводидактики, в отличие от западных методов обучения на билингвальной основе «...в российской модели билингвального образования наиболее активным является не столько лингвистическое, сколько социокультурное и интеллектуальное содержание, а главные моменты, отраженные в преподавании русского языка в онтолингвистическом аспекте, связаны с социальной обусловленностью обучения..., культуроведческим характером обучения, «диалогом культур» и когнитивным воздействием обучения в целом» [3, с. 568].

Стоит обратить внимание на актуальность вопросов билингвального обучения, на эффективность его применения во многих известных вузах в границах европейского образовательного пространства. Обозначенная тенденция отражает современную ситуацию в мире с позиций международного и межнационального сотрудничества в основных сферах деятельности: в сфере науки и образования, в сфере экономики и производственной деятельности, в области культуры и искусства.

Как известно, в последние десятилетия наблюдается активизация международного и межнационального взаимодействия ведущих государств мира, включая РФ, в области профессиональной подготовки студентов, обучающихся в России и за рубежом по обмену, стажеров, молодых специалистов. Обмен опытом, укрепление и расширение интернационального сотрудничества в научной и в образовательной сферах отражают актуальные процессы интеграции и всеобщей глобализации, характерные для современного этапа развития цивилизации.

Глобализационные процессы, в частности, выражаются в расширении межгосударственных, международных, межнациональных контактов в многообразных сферах деятельности: в научной, учебной, профессиональной, торгово-экономической, спортивной, в различных областях культуры и искусства. Не стоит забывать о положительном влиянии цифровых технологий (активно применяемых, в первую очередь, в образовательной среде) на развитие коммуникационных процессов с использованием двуязычия в перечисленных сферах межэтнического взаимодействия.

Следует подчеркнуть, что обучение на билингвальной основе становится популярным явлением у представителей различных этнокультурных образований прежде всего в профессионально-технической сфере деятельности.

Современные ученые-исследователи, выпускники технических вузов, высокообразованные молодые специалисты, студенты, имеющие активную жизненную позицию, творческий потенциал, проявляют интерес к билингвальному обучению, следуя принципам прагматики и целесообразности.

Необходимо отметить, что прагматизм и целесообразность с позиций лингводидактики предполагают реализацию научно-учебных, профессиональных и общеобразовательных задач с использованием двуязычия: 1) для приобретения новых профессиональных знаний и навыков; 2) с целью совершенствования профессионального мастерства, соответственно, повышения уровня квалификации; 3) для участия в международном сотрудничестве в сфере высоких технологий, в межнациональных научно-технических и образовательных проектах.

Билингвальное обучение российских студентов в вузах технического профиля представляет собой углубленное изучение грамматики, лексики, текстологии (преимущественно в сопоставительном аспекте), а также участие в научно-исследовательской работе по общетехническим и узкопрофильным дисциплинам на одном из иностранных языков, имеющих статус мировых. Как известно, в число мировых (официальных и рабочих языков ООН) включены следующие шесть языков: английский, французский, испанский, арабский, китайский, русский.

Соответственно, билингвальное обучение в инженерных вузах иностранных учащихся, студентов, магистрантов, аспирантов – это углубленное и всестороннее изучение русского языка (по возможности в сопоставительном аспекте) в качестве главного инструмента приобретения общенаучных, научно-учебных и профессиональных знаний, навыков, умений [4].

С учетом реалий современной действительности перед представителями различных этнокультурных сообществ, изучающими в технических вузах русский язык как иностранный, обозначена перспектива дальнейшего применения билингвальных навыков в многообразных сферах деятельности (включая международное сотрудничество в профессиональной сфере, различные направления межэтнической и межкультурной коммуникации).

На основании проведенного анализа, описывающего концепцию обучения на билингвальной основе, следует вывод, отражающий актуальность углубленного изучения двух и более языков. Следует подчеркнуть, что феноменом современной действительности является свободное владение двумя языками в процессе коммуникативной деятельности (межкультурной, собственно научной, научно-учебной, социальной, профессиональной) с целью успешного применения билингвизма в научной, производственной, социальной и политической сферах деятельности.

Таким образом, с учетом реалий современной действительности перед разработчиками учебных программ высшего образования стоит непростая задача по апробации и внедрению в процесс профессиональной подготовки в инженерных вузах методики обучения студентов на билингвальной основе.

Результатом успешного использования билингвизма в научной, в производственной, в общественно-политической и в других сферах деятельности станет раскрытие интеллектуального и творческого потенциала выпускников технических вузов, соответственно, развитие и дальнейшее совершенствование профессиональных, социальных, межэтнических и межкультурных коммуникаций.

Литература

1. Попова В.Н. Искусственный билингвизм как компонент профессиональной коммуникативной компетенции // Педагогика и психология. Вестник ТГУ. – 2011. – Выпуск 6 (98). – С. 86–90.
2. Кашкурович Л.Г. Формирование универсальных умений билингва : учебно-методическое пособие. – М. : Высшая школа, 1988. – 142 с.
3. Хамраева Е.А. Необходимость концепции единого филологического блока в системе билингвального образования в России (русский язык – родной язык – иностранный язык). – С. 565–569.
4. Дворная З.М. Коммуникативная направленность обучения речевой деятельности (в аспекте преподавания русского языка как иностранного) / В сборнике: Актуальные вопросы филологических исследований / материалы Международной научно-практической конференции к 160-летию со дня рождения И. Ф. Анненского в рамках Года литературы в России; ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет». – 2015. – С. 247–249.

References

1. Popova V.N. Artificial bilingualism as a component of the professional communicative competence // Pedagogics and psychology. Vestnik of TSU. – 2011. – Issue 6 (98). – P. 86–90.
2. Kashkurevich L.G. Formation of universal bilingual skills: educational and methodical manual. – M. : Higher School, 1988. – 142 p.
3. Khamraeva E.A. Necessity of the concept of a single philological block in the system of bilingual education in Russia (Russian language – native language – foreign language). – P. 565–569.
4. Dvornaya Z.M. Communicative orientation of teaching speech activity (in aspect of teaching Russian as a foreign language) / In the collection: Topical issues of philosophical research / materials of the International scientific-practical conference to the 160th anniversary of I.F. Annensky in the framework of the Year of literature in Russia; FSBEI HPE «Kuban State Technological University». – 2015. – P. 247–249.

**АКТУАЛЬНОСТЬ КОМПЕТЕНТНОСТНОГО ПОДХОДА
ПРИ ОБУЧЕНИИ СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗОВ
ОСНОВАМ КУЛЬТУРЫ РЕЧИ**



**RELEVANCE OF THE COMPETENCE APPROACH
IN TRAINING OF STUDENTS OF TECHNICAL UNIVERSITIES
BASICS OF SPEECH CULTURE**

Дворная Зинаида Михайловна
Кубанский государственный
технологический университет
zinaida11-12@ya.ru

Коновалов Дмитрий Владимирович
Кубанский государственный
технологический университет

Дворная Зинаида Львовна
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Анализируется компетентностный подход, способствующий эффективному обучению речевой культуре будущих инженеров. Рассматриваются основные психолого-педагогические задачи, направленные на реализацию компетентностного подхода. Обосновывается необходимость углубленного изучения основ культуры речи в техническом вузе.

Ключевые слова: общекультурные компетенции, речевая культура, конкурентоспособность, гуманитаризация технического образования, профессиональные компетенции.

Dvornaya Zinaida Michailovna
Kuban state technological university
zinaida11-12@ya.ru

Konovalov Dmitry Vladimirovitch
Kuban state technological university

Dvornaya Zinaida Lvovna
Kuban state technological university

Annotation. The author analyzes the competence approach that contributes to the effective training of speech culture of future engineers. The main psychological and pedagogical tasks aimed at implementing the competence approach are considered. The need for in-depth study of the basics of speech culture in a technical University is stated.

Keywords: general cultural competence, speech culture, competitiveness, humanitarization of technical education, professional competence.

В связи с модернизацией российского образования актуальным остается вопрос правомерности, эффективности и целесообразности процессов, направленных на гуманитаризацию высшего технического образования [1]. Как известно, данный процесс предполагает включение в учебную программу вузов инженерного профиля (согласно федеральным государственным образовательным стандартам ВО) ряда гуманитарных дисциплин в качестве обязательных и вариативных (в зависимости от стратегии и научных традиций каждого конкретного вуза).

Авторы статьи придерживаются мнения, что «овладение профессиональными компетенциями неотделимо от усвоения общекультурных компетенций, чему способствует изучение ряда гуманитарных дисциплин. Важное место среди них занимают лингвистические дисциплины, дидактический компонент которых отражает актуальность развития коммуникативных способностей с целью их использования в производственной, научной, общественно-политической сферах деятельности» [2, с. 310].

Как известно, основная цель обучения студентов в вузах технического профиля сопряжена с применением как традиционных, так и инновационных образовательных технологий, актуализирующих приобретение студентами необходимых знаний и умений, формирующих прежде всего профессиональную компетентность будущих инженеров.

С нашей точки зрения, справедливо утверждение ученых, согласно которому: «Любая образовательная технология подразумевает необходимость набора конкретных компетенций, которые реализуются в ней. Поэтому приступая к выбору и разработке той или иной технологии, преподаватель должен понимать, что наибольший эффект от ее применения будет достигнут при условии определения целей образования...» [3, с. 10].

Итак, образовательные цели диктуют выбор тех или иных обучающих технологий. Соответственно, профессиональное мастерство, опыт работы в высшей школе, компетентностный подход, используемый при обучении студентов, определяют эффективность разработки и применения преподавателями каждой технологии.

Таким образом, компетентностный подход лежит в основе образовательной деятельности вузов и неотделим от использования тех или иных обучающих технологий в зависимости от цели, задач обучения и профиля дисциплины.

Компетентностный подход в сфере высшего технического образования подразумевает актуализацию комплекса компетенций: профессиональных, общекультурных, коммуникативных и других, направленных на достижение образовательных результатов – повышение конкурентоспособности выпускников в производственной сфере.

По мнению ведущего специалиста в сфере построения образовательных процессов в российских вузах, директора Института образования человека, профессора А.В. Хуторского: «Компетентностная модель образовательных результатов предполагает значимость осваиваемых компетенций в социальной и личностной сфере студента. Все компетенции, которые осваивают студенты в университетском курсе, должны быть востребованы как окружающим социумом, прежде всего – в лице работодателей, так и самими студентами. Это условие качественного освоения любой вузовской дисциплины» [4, с. 90].

На наш взгляд, получению образовательных результатов, соответственно, достижению целей высшего технического образования в Российской Федерации способствует реализация целого ряда психолого-педагогических задач (как учебно-методических, так и воспитательных), осуществление которых коррелирует с образовательной программой каждого технического вуза.

Среди основных психолого-педагогических задач, отражающих компетентностный подход, актуальными и ценными нам представляются следующие: 1) в процессе изучения студентами общетехнических и узкоспециальных прикладных дисциплин формирование у них основных профессиональных качеств, в первую очередь таких, как профессионализм, креативность, любознательность, ответственность, целеустремленность, трудолюбие, направленных на успешную самореализацию молодых специалистов – иными словами, формирование профессиональной компетентности; 2) в процессе изучения студентами обществоведческих и гуманитарных дисциплин формирование у них мировоззренческих позиций, самосознания, этических норм, повышение уровня эрудиции и общего культурного уровня – следовательно, формирование общекультурной компетентности; 3) в процессе изучения гуманитарных дисциплин развитие коммуникативных способностей, формирование, развитие и совершенствование речевой культуры (в устной и в письменной формах) – соответственно, общекультурной, коммуникативной и речевой компетентности.

Компетентностный подход, способствующий развитию речевой культуры и коммуникативных навыков будущих специалистов, представляет собой одну из важных научных, учебно-методических, дидактических задач, стоящих перед преподавателями технических вузов. Не случайно из числа гуманитарных дисциплин наибольшую значимость в последние десятилетия приобретают лингвистические дисциплины, совершенствующие навыки устной и письменной речи в сфере научной, социальной и профессиональной коммуникации, в первую очередь: «Русский язык и деловое общение», «Стилистика и литературное редактирование», «Русский язык и культура речи» [5].

Следует обратить внимание на мотивированность, следовательно, на эффективность изучения культуры речи и смежных дисциплин в вузах технического профиля, что объясняется актуальностью повышения речевой культуры будущих инженеров, необходимостью и потребностью в современном обществе следовать языковым нормам [6], использовать кодифицированную речь практически во всех сферах научно-учебной, социальной, политической и профессиональной деятельности. Эта тенденция отмечается в последние десятилетия в трудах многих ведущих ученых-лингвистов, педагогов, психологов.

Справедливо мнение специалистов в области речевого мастерства, утверждающих, что «недостаточная речевая культура заметно снижает рейтинг делового человека, а его речевые оплошности нередко становятся мишенью для насмешек. Как показывает жизнь, это может пагубно сказаться и на оценке профессиональной деятельности человека» [7, с. 3].

Литература

1. Дворная З.М. Развитие речевой культуры будущих специалистов (в аспекте гуманитаризации технического образования) : Влияние науки на инновационное развитие / сборник статей Международной научно-практической конференции; ответственный редактор: Сукиасян Асатур Альбертович. – 2016. – С. 123–124.
2. Дворная З.М., Дворная З.Л. Дидактический компонент развития речевой культуры студентов (в аспекте гуманитаризации технического образования) // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 309–311.
3. Тамова М.Ю., Джум Т.А. Компетентный подход к разработке новых методик и технологий образовательной деятельности // В сборнике: Сфера услуг: инновации и качество. – Издательство: Краснодарский филиал ФГБОУ ВО «Российский экономический университет им. Г.В. Плеханова» (г. Краснодар), 2014. – № 18. – С. 7–15.
4. Хуторской А.В. Методологические основания применения компетентного подхода к проектированию образования // Высшее образование в России. – 2017. – № 12 (218). – С. 85–91.
5. Дворная З.М., Дворная З.Л. Воспитательное значение формирования речевой культуры студентов (лингводидактический аспект) // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 439–441.
6. Дворная З.М. Обучение языковым нормам (в аспекте преподавания дисциплины «Русский язык и культура речи») // Инновационные процессы в высшей школе материалы XVI Всероссийской научно-практической конференции. – 2010. – С. 138–139.
7. Водина Н.С., Иванова А.Ю. [и др.]. Культура устной и письменной речи делового человека : Справочник. Практикум. – М. : Флинта: Наука, 2002. – 315 с.

References

1. Yard Z.M. Development of speech culture of future specialists (in the aspect of humanitarianization of technical education) : Influence of science on innovative development / collection of articles of the International scientific conference; responsible editor: Sukiasyan Asatur Albertovich. – 2016. – P. 123–124.
2. Yard Z.M., Yard Z.L. Didactic component of the students' speech culture development (in aspect of technical education humanization) // Science. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2019. – № 3. – P. 309–311.
3. Tamova M.Yu., Dzhum T.A. Competent approach to the development of the new methods and the technological educational activity // Collection: Service field: innovations and quality. – Publishing house: Krasnodar branch of FSBEI «Russian Economic University named after G.V. Plekhanov» (Krasnodar), 2014. – № 18. – P. 7–15.
4. Khutorovsky A.V. Methodological bases of the competence approach to education design // Higher education in Russia. – 2017. – № 12 (218). – P. 85–91.
5. Dvornaya Z.M., Dvornaya Z.L. Educational value of the students' speech culture formation (linguodidactic aspect) // Science. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2019. – № 4. – P. 439–441.
6. Dvornaya Z.M. Teaching language norms (in aspect of teaching the discipline «Russian language and culture of speech») // Innovative processes in higher school materials of XVI All-Russian scientific-practical conference. – 2010. – P. 138–139.
7. Vodina N.S., Ivanova A.Yu. [et al.]. Culture of an oral and written speech of a business man : Directory. Workshop. – M. : Flint: Science, 2002. – 315 p.

ПРОФИЛАКТИКА И ЛЕЧЕНИЕ СКОЛИОЗА У СТУДЕНЧЕСКОЙ МОЛОДЕЖИ НА ЗАНЯТИЯХ ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЫ



PREVENTION AND TREATMENT OF SCOLIOSIS IN STUDENTS YOUNG PEOPLE IN PHYSICAL CULTURE

Миронова Сусана Хачатуровна

старший преподаватель кафедры,
Кубанский государственный
технологический университет

Мягкова Екатерина Сергеевна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
kate201325@bk.ru

Аннотация. В данной статье сделан вывод, почему физическая культура считается важнейшим базовым компонентом в профилактике и лечении сколиоза у молодежи. Также рассмотрен вопрос о причинах возникновения сколиоза, важность регулярных занятий физической культурой и спортом, как универсальным средством, которое может помочь каждому. В статье представлены научные выводы, которые доказывают, что регулярные физические упражнения благотворно влияют на профилактику и лечение сколиоза. Важнейшими элементами формирования физической культуры студентов также является мотивационная сфера личности, широта и глубина теоретических и методико-практических знаний, умений и навыков в области физической культуры и ее видов.

Ключевые слова: сколиоз, осанка, физические упражнения, искривление позвоночника, физическая культура.

Mironova Susana Khachaturovna

Senior Lecturer,
Kuban state technological university

Myagkova Ekaterina Sergeevna

Student,
Kuban state technological university
kate201325@bk.ru

Annotation. This article concludes why physical education is considered the most important basic component in the prevention and treatment of scoliosis in young people. The question of the causes of scoliosis, the importance of regular physical education and sports, as a universal tool that can help everyone, is also considered. The article presents scientific findings that prove that regular exercise has a beneficial effect on the prevention and treatment of scoliosis. The most important elements in the formation of students' physical culture is also the motivational sphere of personality, the breadth and depth of theoretical and methodological knowledge, skills in the field of physical culture and its types.

Keywords: scoliosis, posture, physical exercises, curvature of the spine, physical education.

Сколиоз считается одним из сложных изъянов опорно-двигательного аппарата человека. Под ним понимают боковое отклонение позвоночника с искривлением отдельных частей туловища и позвоночника относительно друг друга. Он появляется при различных причинах, но часто причина неясна, поэтому его называют идиопатический сколиоз. К нему относят младенческий сколиоз (у детей до трех лет), ювенильный сколиоз (4–10 лет), юношеский (после 10 лет). Существует сколиоз, который вызывается пороками развития костей и ребер (врожденный сколиоз), заболеваниями нервов и мышц (нервно-мышечный) и другой этиологии [1].

По классификации Кобба он делится на пять категорий: 1 – патология, которая находится в неполном развитии связочного аппарата и мышечной ткани; 2 – возникает на основе нейрогенного уровня, радикулита, изменения в межпозвонковых дисках, которое приводит к сдавливанию; 3 – образуется при патологии в формировании ребер и позвонков, наследственные сколиозы, которые объясняются костными аномалиями; 4 – искривление позвоночника, которое обусловлено болезнями грудной клетки; 5 – идиопатические сколиозы, происхождение которых не исследовано.

Врожденные сколиозы, которые возникают из-за врожденных аномалий развития позвонков, могут развиваться на любом уровне позвоночного столба. Диспластические сколиозы образуются аномалиями участка позвоночного столба, позвонки могут срастаться между собой, образуя массивные костные блоки. Нейрогенные сколиозы, которые возникают после разных неврологических заболеваний (полиомиелит, другие инфекционные болезни) [2].

В зависимости от величины искривления позвоночника различают четыре степени сколиоза: 1 – боковое искривление позвоночника едва заметно, в положении лежа деформация значительно уменьшается; 2 – значительное боковое искривление позвоночного столба, при сгибании вперед на уровне грудного отдела позвоночника виден «реберный горб»; 3 – позвоночник сильно искривлен, большой «реберным горбом» на спине, присутствуют признаки дыхательной и сердечной недостаточности; 4 – реберный горб выражен на всю грудную клетку, функции органов грудной и брюшной полостей сильно нарушена.

Чаще всего сколиоз обнаруживается в подростковом возрасте. В большинстве случаев он не приводит к серьезным проблемам со здоровьем, но искривления средней степени могут незначительно ограничивать функции позвоночника и дыхательной системы. Клиническое обследование важно в установлении диагноза. Если пациент наклоняется вперед, можно увидеть очевидную сколиотическую деформацию (тест Адамса). Размер реберного горба и, таким образом, степень искривления измеряется с помощью сколиозометра. Отклонение от вертикального положения тела может быть зафиксировано фотографически или с помощью топографической съемки поверхности. Многие виды сколиоза могут быть выявлены по разной высоте лопаток. С помощью рентгена можно определить форму и степень сколиоза. Также на рентгенограмме (таз, левая рука) оценивают остаточный рост позвоночника и делают более точный прогноз заболевания.

В профилактике, лечении и реабилитации продолжают преобладать традиционные средства: гимнастические комплексы упражнений лечебной и корректирующей направленности, использование ортопедических фиксирующих корсетов, использование массажа и физиотерапевтических процедур. Опытный остеопат проводит диагностику дисфункций опорно-двигательного аппарата, систем организма, влияющих на позвоночник. В формировании правильной осанки основную роль играют позвоночник и мышцы, которые окружают его. Осанка формируется в раннем возрасте на основе физиологических закономерностей высшей нервной деятельности, которые характерны для образования условных двигательных связей, что позволяет вмешиваться в процесс развития, обеспечивая её правильность. Правильная осанка определяется по одинаковому уровню надплечий, углов лопаток, равной длиной шейно-плечевых линий, прямой вертикальной линией остистых отростков позвоночника, равными физиологическими изгибами позвоночника в сагиттальной плоскости, одинаковым рельефом грудной клетки и поясничной области [3].

Физические нагрузки при занятиях физической культурой и спортом влияют на связочно-мышечный и костно-суставной аппараты, изменяя их строение и функции, увеличивают силу мышц, эластичность сумочно-связочного аппарата, развивают и совершенствуют двигательные навыки и другие функциональные качества: скорость, гибкость, ловкость, выносливость, сила, равновесие, вестибулярная устойчивость, точность воспроизведения заданных движений. Необходимо учитывать, что разные виды спорта оказывают различное влияние на развитие осанки и позвоночника. Только разумные занятия спортом и физической культурой могут приносить профилактический и оздоровительный эффект, а неправильно организованные занятия физическими упражнениями или проводимые без учета анатомо-физиологических особенностей и состояния организма могут привести к патологическим отклонениям в опорно-двигательном аппарате. При профилактике развития сколиоза нужно: спать на жесткой постели лежа на спине; коррекция обуви и компенсация дефектов стоп; правильный режим дня; двигательная активность; перестать занимать неправильное положение тела во время сидения; контролировать равномерную нагрузку на позвоночник; занятие плаванием. Для выработки и профилактики нарушения осанки нужно не менее трёх раз в неделю совершать упражнения, которые направлены на мышцы спины и живота. Их можно выполнять в утренней гимнастике, в оздоровительной гимнастике, в спортивной тренировке. Целью упражнений является увеличение силы и статической выносливости мышц спины и живота, которые удерживают позвоночник в прямом положении с приподнятой головой. Чтобы оценить выносливость мышц спины, следует простоять в позе «ласточка» установленное нормативное значение времени. Для студенческой молодежи нормальное время удержания тела является 2–2,5 минуты. Чтобы оценить выносливость мышц

пресса, необходимо считать переходы из положения на спине в положение сед. Для студенческой молодежи нормальное количество выполненных упражнений является 25–30 раз. Для развития статической выносливости необходимо напрягать мышцы и удерживать их в таком состоянии 5–7 секунд, далее провести паузу в упражнении 8–10 секунд, повторять занятия от 3 до 5 раз. Начинать выполнять упражнения нужно с более простых упражнений и последовательно их усложнять, изменяя положение рук, ног, прикрепляя тягу, увеличивать повторения [4].

Рассмотрим несколько упражнений для больного сколиозом. Во-первых, формирование и закрепление правильной осанки, для этого необходимо стать у стены и сделать 2 шага, сохраняя положение, также лежа на спине, приподнять голову и плечи и вернуться в исходное положение. Во-вторых, упражнения для укрепления мышц, приподнимать ноги с удержанием 10 секунд, лежа на спине, поочередно поднимать прямые ноги, сгибать и разгибать ноги на весу, «лодочка». Также рекомендуется массаж мышц спины, живота и тазового пояса [5].

При сколиозе наблюдается боли в ногах, повышенная утомляемость, поэтому при занятиях физической культурой нужно выполнять упражнения, которые направлены на мышечно-связочный аппарат стоп, восстановление опороспособности конечностей. Плавание рекомендуется всем пациентам независимо от тяжести сколиоза, его прогноза и течения. В основном наиболее эффективным является брасс на груди, при котором позвоночник вытягивается и мышцы напряжены [6].

Важным фактором при профилактике сколиоза является занятие лечебной физкультурой. С её помощью происходит влияние на позвоночник, укрепление мышц туловища, улучшение осанки, функции внешнего дыхания, общеукрепляющий эффект, улучшение обмен веществ, восстановление процесса деятельности внутренних органов. Также необходимо правильно организовать рабочее место, место для сна, правильное питание.

Таким образом, необходимо помнить, что для лечения сколиоза опытным специалистом назначаются физические упражнения. Правильная осанка свидетельствует о правильной работе всех органов, а также делает человека привлекательным. Во время занятий гимнастикой, ведению активного образа жизни происходит оздоровление позвоночника, улучшение кровоснабжения тканей, укрепление мышц и связок, уменьшение нагрузки на межпозвоночные диски, что приводит к профилактике сколиоза. Физические упражнения осуществляют постепенное вправление сместившихся позвонков, укрепление организма, стимуляцию обменных процессов, улучшение психологического, эмоционального состояния занимающегося, укрепление его самооценки.

Литература

1. Ефремов А Ю. Типичные искривления позвоночника в детском и подростковом возрасте / А.Ю. Ефремов, Ю.С. Трофимова // Новое слово в науке: перспективы развития. – 2015. – Т. 4. – № 2. – С. 71–72.
2. Красикова И.С. Сколиоз. Профилактика и лечение. – СПб. : Корона-Век, 2011. – 192 с.
3. Пешкова А.П. Лечебная физическая культура при начальных степенях сколиотической болезни. – Омск, 1977. – 74 с.
4. Дубровский В.И. Лечебная физическая культура : учебник для студентов высших учебных заведений / В.И. Дубровский, Т.В. Хутиев. – М. : Гуманитарный издательский центр ВЛАДОС, 2001. – 2-е изд. – 608 с.
5. Попов П.А. Оздоровительная гимнастика. – М. : Изд. Третья медицина, 1998. – 96 с.
6. Лямкина Е.В. Влияние сколиоза на организм человека. Отдалённые последствия болезни. Методы профилактики и лечения : Потенциал российской экономики и инновационные пути его реализации / Материалы международной научно-практической конференции студентов и аспирантов. – Омск, 2016. – С. 295–298.

References

1. Efremov A.Yu. Typical curvatures of a spine in children and teenagers / A.Yu. Efremov, Yu.S. Trofimova // New word in science: prospects of development. – 2015. – Vol. 4. – № 2. – P. 71–72.

2. Krasikova, I.S. Scoliosis. Prophylaxis and treatment. – St. Petersburg. : Corona Century, 2011. – 192 p.
3. Peshkova A.P. Therapeutic physical training at the initial degrees of scoliotic boleznny. – Omsk, 1977. – 74 p.
4. Dubrovskiy V.I. Medical physical training: textbook for students of higher educational institutions / V.I. Dubrovskiy, T.V. Hutiev. – M. : Humanitarian Publishing Centre VLA-DOS, 2001. – 2nd ed. – 608 p.
5. Popov P.A. Health-improving gymnastics. – M. : Third Medicine, 1998. – 96 p.
6. Lyamkina E.V. Scoliosis influence on the human organism. Long-distance consequences of the disease. Methods of prevention and treatment : The potential of the Russian economy and innovative ways of its implementation / Proceedings of the International Scientific and Practical Conference of undergraduate and postgraduate students. – Omsk, 2016. – P. 295–298.

Порядок публикации статьи

- Статья, предоставляемая для публикации в журнале, должна быть ранее неопубликованной, актуальной, обладать новизной, **тщательно вычитана**.
- Статья должна соответствовать **Правилам оформления**.
- Содержание статьи должно соответствовать тематикам рубрик журнала.
- В стоимость публикации входит один печатный экземпляр журнала, публикация в сетевой версии журнала (на сайте <http://id-yug.com>), почтовая доставка, сопровождение в системе РИНЦ.

Редакционный совет в течение 3–5 дней рассматривает предоставленную статью. В случае положительного решения о публикации редакция направляет Вам договор (оферта), счет (квитанцию) на оплату.

В случае необходимости редакция может затребовать предоставление заключения внутрифирменных служб экспортного контроля по материалам статьи.

Предоставляемая статья должна содержать следующие компоненты:

- Код УДК;
- Сведения об авторах (*рус./англ.*):
 - а) фамилия, имя, отчество (полностью);
 - б) ученая степень;
 - в) ученое звание;
 - г) должность, место работы (без сокращений);
 - д) контактный телефон;
 - е) контактный E-mail автора.
- Название статьи (*рус./англ.*);
- Аннотация (*рус./англ.*);
- Ключевые слова (*рус./англ.*);
- Основной текст статьи на русском языке (*рекомендуется не менее 3-х страниц*);
- Список литературы (*рус./англ.*).

Текст статьи должен быть набран в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 14, межстрочный интервал – 1, абзацный отступ 1,25 см., все поля – 2,5 см, страницы не нумеровать, для выделений использовать *курсив*, **жирный шрифт**, **а также их сочетание**.

Таблицы набираются в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 12. Таблицы нумеруются и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на таблицы.

Иллюстрации (рисунки, графики, диаграммы, фотографии) должны быть встроены в текст в виде картинок, в оттенках серого, разрешением 300 dpi. Иллюстрации нумеруются (нумерация сквозная арабскими цифрами) и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на иллюстрации.

Формулы набираются в редакторе формул Microsoft Equation 3.0. Все формулы должны иметь сквозную нумерацию арабскими цифрами. Номера формул оформляются в круглых скобках.

Сноски оформляются постранично.

Ссылки на литературу оформляются в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 и ГОСТ 7.82-2001. Ссылки оформляются в порядке упоминания или цитирования в тексте в квадратных скобках арабскими цифрами.

Более подробную информацию можно получить на сайте www.id-yug.com

График выхода журнала и приема статей на 2020 г.

№ журнала	Прием статей до:	Выход журнала:
1	31 марта	14 апреля
2	30 июня	14 июля
3	29 сентября	13 октября
4	22 декабря	29 декабря

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ
НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ
(политехнический вестник)

2020, № 2

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2020, № 2

www.id-yug.com

Редактор – А.С. Семенов

Editor – A.S. Semenov

Оригинал-макет – М.Б. Жаренко

Dummy – M.B. Zharenko

Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Design of a cover – M.B. Zharenko

Сдано в набор 15.06.2020.
Подписано в печать 17.06.2020.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 20,1.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 15.06.2020.
It is sent for the press 17.06.2020.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 20,1.
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 № 2186

Order No. 2186

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